

ALINE TEREZINHA DE SOUZA

**MONITORAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM  
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO VIA TESTES  
GEOMÉTRICOS DE COLINEARIDADE**

FLORIANÓPOLIS

2008

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO  
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**MONITORAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM  
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO VIA TESTES  
GEOMÉTRICOS DE COLINEARIDADE**

Dissertação submetida à  
Universidade Federal de Santa Catarina  
como parte dos requisitos para a  
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

**ALINE TEREZINHA DE SOUZA**

Florianópolis, Dezembro de 2008

# MONITORAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO VIA TESTES GEOMÉTRICOS DE COLINEARIDADE

ALINE TEREZINHA DE SOUZA

‘Esta dissertação foi julgada adequada para obtenção do título de mestre em Engenharia elétrica, Área de Concentração em *Sistemas de Energia Elétrica* e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’

---

Prof. Antônio José Alves Simões Costa, Ph.D.  
Orientador

---

Prof<sup>a</sup>. Elizete Maria Lourenço, Dra. Eng.  
Co-orientadora

---

Prof<sup>a</sup>. Katia Campos de Almeida, Ph.D.  
Coordenadora do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

---

Prof. Antônio José Alves Simões Costa, Ph.D.

---

Prof<sup>a</sup>. Elizete Maria Lourenço, Dra. Eng.

---

Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.

---

Prof<sup>a</sup>. Jaqueline Gisèle Rolim, Dra. Eng.

---

Prof. Flávio Antonio Becon Lemos, Dr. Eng.

*Aos meus queridos pais Verônica e Francisco  
por me permitirem chegar até aqui.  
Eu não estaria onde estou sem os seus esforços.*

## AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, professor Antônio Simões Costa, que acompanha meus trabalhos desde a graduação e sempre me incentiva a ir em frente, por ter aceitado me orientar, mesmo que a distância, não poupando esforços para o bom andamento de nossas atividades.

À minha co-orientadora, professora Elizete Maria Lourenço, da Universidade Federal do Paraná, por ter me recebido com tanto carinho e por seu valioso apoio durante grande parte da elaboração deste trabalho.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFSC que tão bem souberam me passar os conhecimentos necessários para o desenvolvimento de minhas capacidades.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica da UFSC por desenvolverem em seus alunos uma base sólida, necessária para que eu pudesse ingressar no mestrado.

À minha irmã Neide por desde sempre ter me mostrado o quão importante era estudar e por ter me dado três sobrinhos lindos: Naiana, Gabriel e Mariana, motivos de grande alegria na minha vida.

Às minhas grandes amigas Thais e Silvia pelos maravilhosos momentos que passamos juntas durante o período de graduação e de elaboração deste trabalho.

A todos os colegas da ACTUAL, em especial Rafael Anastácio e Vinícius José Siedlecki, que sempre me apoiaram e foram flexíveis, possibilitando à continuidade deste trabalho.

A todos os meus familiares, tanto os que acreditaram em mim porque aumentaram minhas forças, quanto os que duvidaram de mim porque me incentivaram a ir em frente.

Aos amigos do LABSPOT por todas as vezes que nos unimos nos momentos de dificuldade.

Ao CNPq, pelo incentivo financeiro no desenvolvimento de minha pesquisa, durante o primeiro ano do curso de Mestrado em Engenharia Elétrica.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

## **MONITORAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO VIA TESTES GEOMÉTRICOS DE COLINEARIDADE**

**Aline Terezinha de Souza**

Dezembro/2008

Orientador: Antônio José Alves Simões Costa, Ph.D.

Co-orientadora: Elizete Maria Lourenço, Dra. Eng.

Área de Concentração: Sistemas de Potência.

Palavras-Chave: Geração Distribuída, Estimação de Estados, Testes Geométricos de Colinearidade, Sistemas de Distribuição.

Número de Páginas: 130.

Este trabalho apresenta uma metodologia para monitoração em tempo real da geração distribuída em sistemas de distribuição, baseada no uso da ferramenta de estimação de estados, largamente aplicada a sistemas de transmissão, e em testes geométricos de colinearidade. A metodologia proposta permite identificar se os valores das potências geradas pelas fontes de geração distribuída são consistentes com os valores esperados pelo Operador. Caso isso não se verifique, são fornecidas estimativas das potências geradas pelas fontes de geração distribuída a partir das medições efetuadas ao longo dos alimentadores.

Na metodologia proposta, a estimação de estados é tratada como um problema de otimização restrita. As equações do modelo de medição, as restrições estruturais referentes aos nós de injeção nula e ao nó de referência, e as restrições operacionais que dizem respeito ao *status* dos nós com fontes de geração distribuída são incluídas no problema como restrições de igualdade.

O algoritmo de monitoração das fontes de geração distribuída pode ser dividido em seleção de nós suspeitos e identificação dos nós errôneos. A seleção dos nós suspeitos é realizada através da análise dos multiplicadores de Lagrange normalizados associados às restrições operacionais. Para a identificação dos nós errôneos, são realizados testes geométricos de colinearidade entre os multiplicadores de Lagrange normalizados das restrições suspeitas e as colunas correspondentes da matriz de covariância destes multiplicadores.

A metodologia foi avaliada através de simulações envolvendo um sistema de distribuição teste do IEEE de 34 nós e um alimentador realístico com 47 nós de uma concessionária de distribuição local. Os resultados obtidos, descritos e discutidos neste trabalho, atestam a capacidade e a eficiência do método na monitoração em tempo real de fontes de geração distribuída.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering

## **MONITORING OF DISTRIBUTED GENERATION IN DISTRIBUTION SYSTEMS BY COLLINEARITY GEOMETRIC TESTS**

**Aline Terezinha de Souza**

December/2008

Advisor: Antônio José Alves Simões Costa, Ph.D.

Co-advisor: Elizete Maria Lourenço, Dra. Eng.

Area of Concentration: Power Systems.

Keywords: Distributed Generation, State Estimation, Collinearity Geometric Tests, Distribution Systems.

Number of Pages: 130.

This work introduces a methodology for real-time monitoring of Distributed Generation (DG) in electric distribution networks based on tools derived from Power System State Estimation, largely applied in transmission systems, and collinearity geometric tests. By using the proposed method, the distribution system operator is able to identify whether the current distributed generation levels are consistent with assumed or reported values. If inconsistencies are detected, the method can provide estimates for the power outputs of the DG sources by processing the available measurements taken on distribution feeders.

With the proposed methodology, state estimation is treated as a constrained optimization problem. The measurement model equations, structural constraints related to null injection nodes and to the reference bus phase angle, and operational constraints related to the *status* of the nodes with DG sources are included into the problem as equality constraints.

The steps of the algorithm for monitoring the distribution generation sources comprise suspect DG source selection and erroneous DG status identification. The selection of suspect nodes is done by analyzing the normalized Lagrange multipliers associated with operational constraints. In order to identify erroneous DG *status*, collinearity geometric tests involving the normalized Lagrange multipliers of suspect constraints and the columns of the corresponding covariance matrix are performed.

The methodology has been evaluated through simulations involving the 34-node IEEE test system and a 47-node realistic feeder of a Southern Brazil utility. The results described and discussed in this dissertation validate the method's performance and its efficiency for the real-time monitoring of DG sources.

# Sumário

Lista de Figuras .....	x
<b>1. Introdução .....</b>	<b>11</b>
1.1. Introdução .....	11
1.2. Revisão Bibliográfica .....	13
1.2.1. Geração Distribuída .....	13
1.2.2. Estimção de Estados em Sistemas de Distribuição .....	15
1.2.3. Testes Geométricos de Colinearidade .....	17
1.3. Contribuições deste Trabalho .....	17
1.4. Estrutura da Dissertação .....	18
<b>2. Estimção de Estados em Sistemas de Potência: Formulação e Métodos.....</b>	<b>20</b>
2.1. Introdução .....	20
2.2. O Papel da Estimção de Estados em Sistemas de Potência.....	22
2.3. Formulação da Estimção de Estados em Sistemas de Potência Irrestrita pelo Método de Mínimos Quadrados Ponderados.....	23
2.3.1. <i>Modelo de Medição</i> .....	23
2.3.2. <i>Função Objetivo do Método dos Mínimos Quadrados Ponderados</i> .....	25
2.3.3. <i>Solução Via Equação Normal de Gauss</i> .....	26
2.3.4. <i>Solução da EESP Irrestrita Via Método da Matriz Aumentada de Hachtel</i> .....	28
2.4. Formulação da Estimção de Estados com Restrições de Igualdade Utilizando o Método da Matriz Aumentada de Hachtel.....	30
2.4.1. <i>Restrições Estruturais</i> .....	31
2.4.2. <i>Restrições Operacionais</i> .....	32
2.4.3. <i>Solução da EESP com Restrições Via Método da Matriz Aumentada de Hachtel</i> .....	33
2.5. Inclusão de Informações <i>a Priori</i> .....	37
2.6. Processamento de Erros Grosseiros via Multiplicadores de Lagrange Normalizados.....	40
2.7. Conclusão.....	41
<b>3. Geração Distribuída.....</b>	<b>43</b>
3.1. Introdução .....	43
3.2. Geração Distribuída: Conceitos .....	45
3.3. Vantagens e Dificuldades Associadas à Geração Distribuída .....	47
3.3.1. <i>Vantagens Associadas à GD</i> .....	47
3.3.2. <i>Dificuldades Associadas à GD</i> .....	48
3.4. Monitoração em Tempo Real da Geração Distribuída.....	49
3.4.1. <i>Modelagem das Fontes de GD como Restrições de Igualdade</i> .....	50
3.4.2. <i>Casos em que o Status das Fontes de GD é Desconhecido</i> .....	52
3.5. Conclusão.....	53
<b>4. Identificação de Erros de Modelagem de GD via Testes Geométricos de Colinearidade .....</b>	<b>54</b>
4.1. Introdução .....	54



4.2. Abordagem Bayesiana (Teste de Hipóteses) x Abordagem Geométrica (Teste Geométrico de Colinearidade) .....	55
4.3. Identificação de Erros de Modelagem de GD via Testes de Colinearidade.....	56
4.3.1. <i>Caso de uma Única Fonte de GD Incorretamente Modelada</i> .....	57
4.3.2. <i>Caso de Múltiplas Fontes de GD Incorretamente Modeladas</i> .....	58
4.3.3. <i>Teste Geométrico de Colinearidade Aplicado em dois Estágios</i> .....	63
4.3.3.1. Primeiro Estágio.....	63
4.3.3.2. Segundo Estágio.....	64
4.4. Algoritmo Utilizado.....	66
4.5. Conclusão.....	71
<b>5. Simulação e Resultados .....</b>	<b>72</b>
5.1. Introdução .....	72
5.2. Sistema 34 Nós (IEEE).....	73
5.2.1. <i>Plano de Medição do Sistema</i> .....	74
5.2.2. <i>Simulações Realizadas</i> .....	75
5.2.2.1. Caso 1: Sistema sem fontes ativas de GD.....	76
5.2.2.2. Caso 2: Sistema com 1 fonte ativa de GD .....	77
5.2.2.3. Caso 3: Sistema com 2 fontes ativas de GD .....	79
5.2.2.4. Caso 4: Sistema com 3 fontes ativas de GD .....	82
5.2.2.5. Caso 5: Sistema com 4 fontes ativas de GD .....	86
5.2.2.6. Análise dos Resultados .....	90
5.3. Sistema 47 Nós (Sistema Realístico) .....	93
5.3.1. <i>Plano de Medição do Sistema</i> .....	94
5.3.2. <i>Simulações Realizadas</i> .....	95
5.3.2.1. Caso 1: Sistema sem fontes ativas de GD.....	96
5.3.2.2. Caso 2: Sistema com 1 fonte ativa de GD .....	97
5.3.2.3. Caso 3: Sistema com 2 fontes ativas de GD .....	100
5.3.2.4. Caso 4: Sistema com 3 fontes ativas de GD .....	103
5.3.2.5. Análise dos Resultados .....	106
5.4. Conclusão.....	109
<b>6. Conclusões .....</b>	<b>111</b>
6.1. Conclusões Finais .....	111
6.2. Sugestões para Futuros Trabalhos .....	113
<b>7. Referências Bibliográficas .....</b>	<b>115</b>
<b>8. APÊNDICE A .....</b>	<b>123</b>
A.1 Sistema IEEE 34 Nós .....	123
A.2 Sistema 47 Nós .....	127

## Lista de Figuras

4.1	MLN associado a restrição dentro do subespaço vetorial gerado pelas colunas de $W_s$ .....	60
4.2	MLN associado a restrição fora do subespaço vetorial gerado pelas colunas de $W_s$ .....	60
4.3	Fluxograma .....	70
5.1	Sistema 34 Nós – IEEE .....	73
5.2	Fluxos nos Ramos do Caso 3 – Sistema 34 Nós .....	82
5.3	Fluxos nos Ramos do Caso 4 – Sistema 34 Nós .....	86
5.4	Fluxos nos Ramos do Caso 5 – Sistema 34 Nós .....	89
5.5	Perfil de Tensão de acordo com os Casos Simulados – Sistema 34 Nós .....	92
5.6	Análise das Perdas – Sistema 34 Nós .....	93
5.7	Sistema 47 Nós – CELESC .....	94
5.8	Fluxo nos Ramos do Caso 2 – Sistema 47 Nós .....	100
5.9	Fluxos nos Ramos do Caso 3 – Sistema 47 Nós .....	103
5.10	Perfil de Tensão de acordo com os Casos Simulados – Sistema 47 Nós .....	108
5.11	Análise das Perdas – Sistema 47 Nós .....	109

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1. Introdução

Muitos países, inclusive o Brasil, vêm enfrentando grandes dificuldades para garantir a expansão de seus parques geradores de energia elétrica de modo a satisfazer as necessidades de crescimento econômico.

Nesses casos, a inserção de fontes geradoras de pequeno porte dispersas pela rede, coletivamente denominadas como Geração Distribuída (GD), permite a substituição ou pelo menos a postergação de vultuosos investimentos em transmissão e geração de grande porte. Mesmo não sendo ainda um mercado plenamente explorado, já se verifica uma crescente inserção de fontes de Geração Distribuída nos sistemas de subtransmissão e distribuição mundiais.

Como a Geração Distribuída tem a característica de se encontrar mais perto dos grandes centros de consumo, observa-se com a sua utilização uma relevante diminuição no custo da geração e distribuição de energia. Além disso, a utilização de GD contribui para a diversificação da matriz energética do setor elétrico, reduz significativamente os impactos ambientais causados pela geração de grande porte e a dependência da geração centralizada, possibilitando a prorrogação da necessidade de expansão do sistema de transmissão e distribuição.

A disseminação de fontes de GD é motivada pelo estímulo concedido às figuras do Autoprodutor, pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que

recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, e do Produtor Independente (PI), pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco (ANEEL, 1996).

Como as fontes de GD muitas vezes dependem de variáveis climáticas, como o sol, as chuvas, o vento, etc., ou seu combustível é de alguma forma sazonal, como no caso do bagaço da cana, não é raro se observar intermitência ou alterações inadvertidas nos ciclos de operação das GD's por parte dos PI's.

Além disso, muitas vezes os ciclos de operação das fontes de GD são definidos pelos próprios agentes geradores, sendo que modificações em tempo real nestes ciclos nem sempre são devidamente informadas ao Operador do sistema de distribuição.

Sendo o Operador dos sistemas de subtransmissão/distribuição o encarregado de zelar pela segurança e confiabilidade da operação, o mesmo necessita, para cumprir com o seu papel, ter acesso em tempo real a informações confiáveis sobre as condições de operação desses sistemas. Para isso, deve contar com o apoio de ferramentas computacionais que o auxiliem na monitoração da operação das fontes de GD no sistema sob sua responsabilidade.

No nível de transmissão, situações similares tornaram a modelagem em tempo real uma ferramenta fundamental para a moderna operação de sistemas de potência. A partir dessa modelagem, centrada na estimação de estados, é possível se estimar as tensões complexas nos nós e as demais variáveis de interesse, tais como fluxos de potência ativa e reativa nos ramos e injeções de potência ativa e reativa nos nós.

No caso das redes de distribuição, grande parte dos alimentadores não é suficientemente monitorada para aplicações em tempo real, o que constitui uma diferença importante em relação aos sistemas de transmissão. Na operação convencional, este fato não chega a por em risco a segurança da operação, dada a configuração radial típica dos alimentadores dos sistemas de distribuição e o fato do fluxo de potência ser, geralmente, unidirecional (a potência ativa flui desde a subestação até as cargas ao longo do alimentador). Ao se inserir fontes de GD na rede, criam-se condições para alterações no sentido dos fluxos, aumentando os riscos operacionais.

Incentivado pela problemática exposta, este trabalho apresenta uma nova abordagem para monitoração em tempo real da Geração Distribuída em sistemas de distribuição, fazendo uso da teoria da Estimação de Estados, de uso corrente em sistemas de transmissão de energia elétrica, e de Testes Geométricos de Colinearidade, que possibilitam a validação das hipóteses feitas sobre os *status* de múltiplas fontes de GD ativas. Considerando-se que usualmente o interesse dos PI's está na geração de megawatts, o foco da metodologia proposta concentra-se na obtenção de estimativas para valores de potências ativas geradas pelos geradores distribuídos, sem pressupor um conhecimento prévio preciso sobre estas quantidades.

Procedimentos baseados na aplicação de testes geométricos de colinearidade foram anteriormente utilizados para a detecção e identificação de erros múltiplos em medidas (Clements e Davis, 1986) e para a identificação de erros de topologia (Simões Costa, Lourenço e Vieira, 2005; Lourenço e outros, 2005 e 2006), com resultados bastante satisfatórios.

Este capítulo conta com uma revisão bibliográfica composta por três tópicos: o primeiro referente à geração distribuída, o segundo à estimação de estados em sistemas de distribuição e o terceiro à testes geométricos de colinearidade. Na sequência são apresentadas as contribuições deste trabalho, além da estrutura do mesmo.

## **1.2. Revisão Bibliográfica**

Será apresentada nesta seção uma breve revisão bibliográfica das contribuições mais relevantes para os tópicos abordados neste trabalho: Geração Distribuída, Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição e Testes Geométricos de Colinearidade.

### **1.2.1. Geração Distribuída**

A crescente utilização de fontes de GD, assim como o incremento no montante de energia gerada por estas fontes não pode ser ignorado. O aumento de fontes de GD conectadas às redes de subtransmissão e distribuição é um fenômeno mundial e, como

era de se esperar, muito se necessita pesquisar com a intenção de contornar problemas operacionais e otimizar a conexão dessas fontes ao sistema elétrico. Em (Gomes e outros, 1999) é feita uma análise da influência da incorporação de fontes de GD no desempenho de sistemas elétricos, assim como o efeito do aumento deste tipo de produção de energia em relação ao total de geração e no suprimento de um dado sistema.

Carneiro (2006) introduz uma metodologia para monitoração em tempo real da GD em sistemas de distribuição, baseada no uso da ferramenta de estimação de estados e em testes estatísticos de hipóteses. Os resultados das simulações atestam o bom desempenho da metodologia proposta.

Em (Dugan e McDermott, 2001) faz-se uma análise relacionada aos conflitos na operação de sistemas de distribuição com fontes de GD relacionados à proteção do sistema e aos riscos advindos da conexão destas fontes à rede.

Ackermann e Knyazkin (2002) apresentam aspectos relacionados à interação entre GD's e sistemas de distribuição, podendo se destacar a diminuição das perdas e as possíveis melhorias relacionadas ao perfil de tensão dos alimentadores. Menciona-se também o fato de que a inserção de fontes de GD pode aumentar as variações entre os níveis de tensão, facilitando a ocorrência de sobretensões. Além disso, analisam-se problemas relacionados à proteção de sobrecorrente já que os fluxos, antes num só sentido (da fonte para o consumidor), podem agora se inverter.

Em (Brown e outros, 2001) é apresentado um algoritmo capaz de identificar a solução de menor custo entre expansões do sistema de transmissão e em subestações e a localização ótima das fontes de GD, de forma a satisfazer o aumento de carga. Dependendo da distância dos centros de consumo, mesmo considerando o elevado custo dos combustíveis, as fontes de GD tendem a fazer com que a infra-estrutura de sistemas de distribuição e transmissão não seja tão exigida.

Brown e Freeman (2001) discutem os impactos que as fontes de GD podem causar na confiabilidade do sistema.

Ackermann (1999) e Wright e Formby (2000) abordam aspectos relacionados a características operacionais, as perspectivas de mercado e da própria GD, a influência das fontes de GD na operação e no planejamento dos sistemas, além de alguns aspectos econômicos e da regulação do mercado energético.

Lora e Haddad (2006) discutem os aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais da inserção de fontes de GD nos sistemas de distribuição, tentando quebrar o paradigma de que a inserção dessas fontes possa ser uma ameaça às distribuidoras de energia.

Carvalho, Araújo e Amado (2004) analisam os impactos da conexão de pequenos geradores na rede de distribuição de energia elétrica, as principais vantagens e desvantagens ocasionadas com esta conexão, os aspectos regulatórios e as políticas que estimulam a implantação da GD.

Arouca e Matz (2004) mostram que o desenvolvimento da GD segue a tendência internacional e discutem possíveis instrumentos de estímulo a esta forma de geração.

Amendola, Guimarães e Fronterotta (2004) apresentam um enfoque econômico quanto à viabilidade da implantação da GD. Mostra-se que a utilização de fontes de GD se justifica quando seu custo de implantação for menor ou igual ao custo evitado no ponto de instalação. Tal avaliação é realizada com o auxílio dos custos marginais de longo prazo.

Tavares (2003) apresenta uma análise acerca dos impactos, positivos e negativos, causados pela interconexão de produtores independentes de energia nos sistemas de distribuição. Esta avaliação aborda principalmente o comportamento dos sistemas de proteção empregados nas concessionárias de energia, visando detectar problemas e características inerentes que se apresentam nos sistemas quando os mesmos estão sob conexão dos novos agentes de geração. Outros temas relacionados à interligação de novos produtores, como modificações nos níveis de curto circuito, redistribuição de fluxos de potência, elevações nos perfis de tensão e carregamento dos alimentadores, também foram abordados.

### ***1.2.2. Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição***

Estimadores de Estado para Sistemas de Distribuição têm sido desenvolvidos adaptando-se métodos utilizados, *a priori*, para Sistemas de Transmissão (Baran e Kelley, 1994). O principal deles é o Método dos Mínimos Quadrados Ponderados, o qual tenta estimar os estados do sistema minimizando as diferenças entre os valores medidos e os valores estimados.

Guirelli (1999) discute sobre as dificuldades em se estimar os estados de sistemas de distribuição, sendo esses sistemas compostos basicamente por alimentadores com características radiais, usualmente curtos, não-transpostos e desbalanceados por natureza. Reforça o fato de haver pouca disponibilidade de medidas em tempo real, sendo que a maioria dos pontos medidos situam-se nas subestações e apresenta um histórico dos estimadores de estado aplicados a sistemas de potência desde os anos 70 até o ano de publicação, 1999. São apresentadas também as funções auxiliares dos estimadores de estado como: detecção de dados corrompidos, topologia, observabilidade e alocação de medidores.

Em (Baran, Zhu e Kelley, 1996) é mostrado que a estimação de estados eleva a capacidade de monitoração do sistema mesmo com limitado número de medidas, sendo utilizada tanto na análise de contingências como na detecção de erros de topologia. Além disso, a estimação de estados beneficia as funções de controle (controle de tensão/reactivo durante a operação normal e restauração de alimentadores em condições de emergência), empregadas ao nível de distribuição.

Monticelli (1999) apresenta os fundamentos teóricos da estimação de estados baseada no Método dos Mínimos Quadrados Ponderados, incluindo temas relacionados como: fluxo de potência, teoria de observabilidade, análise de erros grosseiros, entre outros.

Baran e Kelley (1994) apresentam um estimador trifásico para sistemas de distribuição que utiliza o método dos mínimos quadrados ponderados.

Em (Baran e Kelley, 1995) os autores estendem o estimador utilizado em (Baran e Kelley, 1994) para possibilitar a utilização de medidas de corrente. O estimador resultante mostra-se mais eficiente, computacionalmente falando, do que o método utilizado anteriormente, baseado na utilização de medidas de tensão e potência.

Sarić e Ćirić (2003) apresentam um algoritmo *fuzzy* para análise da estimação de estados integrada e do fluxo de carga em redes de distribuição. O algoritmo utiliza dados históricos disponíveis e medidas em tempo-real. A solução *fuzzy* proposta pode ser utilizada diretamente, como dado de entrada para outros sistemas de gerenciamento da distribuição, ou indiretamente nos algoritmos clássicos.

Pereira e Saraiva (2004) apresentam uma metodologia completa para elevar o desempenho da estimação de estados em redes de distribuição. O algoritmo estima os



valores binários das variáveis topológicas errôneas ou incompletas sendo capaz de incluir dados modelados por números *fuzzy* assim como resultados *fuzzy* de procedimentos de alocação de carga. O artigo descreve a metodologia desenvolvida para ser utilizada na estimação de estados baseada no sistema de inferência de Takagi-Sugeno.

### **1.2.3. Testes Geométricos de Colinearidade**

Clements e Davis (1986) desenvolvem uma metodologia para a detecção e identificação de erros múltiplos em medidas através da interpretação geométrica de testes com os resíduos normalizados, aplicados a casos onde têm-se apenas um único erro nas medidas. Este teste, generalizado no mesmo artigo para erros múltiplos em medidas, determina se o vetor de resíduos das medidas suspeitas encontra-se no subespaço gerado pelas colunas da matriz de sensibilidade dos resíduos.

Em (Simões Costa, Lourenço e Vieira, 2005) é abordado o problema da identificação de erros de topologia por estimadores de estados ortogonais baseados nas rotações de Givens. O artigo foca a atenção no problema de observabilidade/criticidade durante o processamento dos erros de topologia e o desempenho dos procedimentos de identificação. Os testes geométricos de colinearidade são utilizados de forma a garantir que todos os disjuntores com *status* errôneo são incluídos no conjunto suspeito.

O Teste de Colinearidade envolvendo multiplicadores de Lagrange e as colunas da matriz de covariância correspondente é utilizado por (Lourenço e outros, 2005 e 2006) para identificação de erros de topologia em redes de transmissão. Procedimento similar a este é utilizado nesta dissertação para a identificação de fontes ativas de GD, como será descrito no Capítulo 4.

## **1.3. Contribuições deste Trabalho**

Nesta dissertação os testes geométricos de colinearidade são empregados na monitoração de fontes ativas de GD. Trata-se de uma nova aplicação da metodologia de identificação de erros de modelagem baseada em testes geométricos de colinearidade

Outra contribuição importante advém do fato de os testes geométricos de colinearidade terem sido utilizados anteriormente em (Lourenço e outros, 2006) para identificação de erros de topologia em sistemas de transmissão. Este trabalho abordará uma aplicação a sistemas de distribuição.

Os testes geométricos de colinearidade têm sido utilizados em aplicações baseadas em modelos lineares da rede elétrica (Lourenço e outros, 2006). Este trabalho estende esta abordagem para permitir sua utilização para modelos não-lineares.

A monitoração de fontes de Geração Distribuída, tema principal deste trabalho, foi abordada anteriormente em (Carneiro, 2006), onde se fez uso de testes estatísticos de hipóteses baseados na Teoria de Bayes. Dando continuidade a este estudo, que obteve resultados bastante satisfatórios, propõe-se a utilização dos testes geométricos de colinearidade em substituição aos testes de hipóteses, com intuito de facilitar a implementação e diminuir o esforço computacional.

#### **1.4. Estrutura da Dissertação**

O Capítulo 2 apresenta uma revisão da teoria da Estimação de Estados em Sistema de Potência (EESP), citando o papel da EESP, descrevendo sua formulação básica e sua formulação com a inclusão de restrições de igualdade. Apresenta-se também a solução do EESP com restrições de igualdade pelo método da matriz aumentada de Hachtel e a forma como as informações *a priori* são incluídas no problema de EESP. Por fim, faz-se uma breve explanação sobre o processamento de Erros Grosseiros (EG's) via multiplicadores de Lagrange normalizados.

No Capítulo 3 são apresentados os conceitos utilizados para definir a Geração Distribuída (GD), as vantagens e dificuldades associadas ao uso dessas fontes e a forma como a GD pode ser monitorada no problema de EESP.

O Capítulo 4 apresenta a formulação da ferramenta matemática dos testes de colinearidade, utilizada na identificação de erros de modelagem. Primeiramente aborda-se o problema para identificação de apenas um erro de modelagem, sendo esta abordagem estendida para casos de múltiplos erros. Descreve-se passo-a-passo a formulação do teste de colinearidade, que é feita em dois estágios. O primeiro estágio é o responsável por garantir que todas medidas com erros de modelagem sejam incluídas

no conjunto de medidas suspeitas enquanto que o segundo estágio testa cada medida incluída no conjunto suspeito, certificando-se de que a mesma está realmente erroneamente modelada.

As simulações utilizadas para se concluir a respeito da eficiência da metodologia utilizada, assim como os resultados obtidos com a aplicação desta metodologia são apresentados no Capítulo 5. Para realização dos testes utilizam-se dois sistemas-teste. O primeiro deles, de 34 nós, é disponibilizado pelo IEEE (IEEE 34 Node Test Feeder) enquanto que o outro, com 47 nós, é um alimentador realístico do sistema Sul do Brasil, disponibilizado pelas Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC).

Por fim, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões sobre o tema proposto e sugestões para futuros trabalhos.

## Capítulo 2

# Estimação de Estados em Sistemas de Potência: Formulação e Métodos

### 2.1. Introdução

A Estimação de Estados de Estados em Sistemas de Potência (EESP) é uma ferramenta computacional de base estatística que age como um filtro de ruídos na eliminação de erros em dados (Baran e Kelley, 1994). Neste processo, a topologia e os parâmetros (linhas, impedâncias, etc) da rede são supostos conhecidos e utilizados juntamente com medidas adquiridas em tempo real para a obtenção da “melhor estimativa” das variáveis de estado do sistema. Os estados formam um conjunto de variáveis (usualmente as tensões complexas nos nós) as quais, se conhecidas, determinam todas as outras quantidades do sistema. Dessa forma, a EESP basicamente determina o ponto de operação atual do sistema.

A Estimação de Estados vem sendo utilizada com sucesso há mais de 30 anos em sistemas de transmissão. Nesses sistemas os planos de medição são redundantes o suficiente para assegurar resultados precisos e confiáveis. Nos sistemas de distribuição e subtransmissão, onde se encontra a maioria das fontes de GD, usualmente, as únicas medidas disponíveis em tempo real nos centros de distribuição são medidas de tensão e potência nas subestações e em alguns pontos de carga e medidas de corrente e fluxo ao longo do alimentador.

É relativamente comum a falta de informações precisas sobre o *status* (ligada/desligada) das fontes de geração distribuída, provocando erros quanto à

modelagem dessas fontes. Já a identificação desses erros constitui um problema bastante complexo. Devido à sua habilidade na detecção de erros no processamento de informações, a ESSP tem sido largamente utilizada como uma ferramenta fundamental para a modelagem em tempo real do sistema de potência. O processamento de dados telemididos reportam os valores atuais das variáveis do sistema que são utilizados para a monitoração e a análise de segurança.

Existe uma contínua procura por métodos capazes de solucionar o problema de EESP, sendo fatores que influenciam na decisão sobre qual método se utilizar características como o comportamento numérico do algoritmo e o esforço computacional envolvido. Dentre os métodos pesquisados destacam-se o método da Equação Normal (Schweppe e Wildes, 1970; Schweppe e Rom, 1970; Schweppe, 1970), métodos ortogonais (Simões Costa e Quintana, 1981; Vempati, Slutsker & Tinney, 1991) e o método da Matriz Aumentada de Hachtel, também conhecido como Tableau Esperso (Gjelsvik, Aam e Holten, 1985).

Para estimar as variáveis de estado, as ferramentas de EESP baseiam-se nas medidas existentes e na topologia atual da rede. Para que o processo de estimação não seja comprometido, erros grosseiros de medidas e erros de topologia na modelagem da rede precisam ser identificados. Um estimador de estados eficiente deve ser capaz de identificar e eliminar erros grosseiros em medidas e erros de topologia, possibilitando dessa forma a correta modelagem da rede.

O estimador de estados utilizado neste trabalho baseia-se no Método da Matriz Aumentada que, por sua vez, utiliza a formulação de Mínimos Quadrados Ponderados para solução do problema de estimação.

No início da década de 90, Monticelli (Monticelli, 1993a, 1993b) propôs uma nova modelagem da estimação de estados, possibilitando um maior detalhamento das partes da rede consideradas suspeitas. Esta proposta tornou-se base de novos estudos baseados nos multiplicadores de Lagrange normalizados (Clements e Simões Costa, 1998), (Lourenço, 2001). Posteriormente, isto se refletiu na formulação da estimação de estados como um problema de otimização, onde informações a respeito do *status* dos nós com fontes de GD a eles conectadas são representadas como restrições de igualdade. Para se concluir sobre o real *status* desses geradores, os valores dos

multiplicadores de Lagrange associados a estas restrições são testados (Clements, Simões Costa, 1998).

Este capítulo tem como objetivo apresentar a formulação da ferramenta de estimação de estados para casos não-lineares, proporcionando um modelo que se ajusta ao comportamento em tempo real de sistemas de distribuição e visando identificar o *status* verdadeiro das fontes de geração distribuída existentes, garantindo deste modo a monitoração adequada da segurança do sistema. Inicialmente é apresentado o papel da estimação de estados em sistemas de potência. Na sequência, descreve-se a formulação básica da teoria de estimação de estados baseada no método dos Mínimos Quadrados Ponderados resolvido pelo método da Matriz Aumentada de Hachtel. Posteriormente abordam-se o tratamento de restrições de igualdade e a correspondente extensão da solução via método da matriz aumentada de Hachtel. A partir da formulação que permite o tratamento de restrições de igualdade, inclui-se no problema o processamento de informações *a priori*, o que contribui para melhorar o condicionamento numérico do problema de estimação de estados. Finalmente, faz-se uma breve explanação sobre a identificação de erros grosseiros via multiplicadores de Lagrange.

## **2.2. O Papel da Estimação de Estados em Sistemas de Potência**

A estimação de estados é uma ferramenta computacional cuja função é fornecer uma base de dados em tempo real, a partir do cálculo das variáveis de estado da rede, tendo como informações telemedidas obtidas em tempo real e disponibilizadas ao estimador, as quais devem apresentar um grau de redundância que permita a correta identificação de erros grosseiros, assim como a sua eliminação (Gjelsvik, Aam e Holten, 1985).

O estimador de estados basicamente processa as medidas disponíveis (geralmente magnitudes de tensão nos nós, injeções de potência ativa e reativa, fluxos de potência ativa e reativa, correntes, etc) com objetivo de estimar os estados do sistema, ou seja, as tensões complexas de todos os nós, em função das quais podem ser descritas as demais características do sistema.

A Estimação de Estados como um problema de minimização com restrições de igualdade foi proposto por (Aschmoneit, Peterson e Adrian, 1977). Em (Clements e

Simões Costa, 1998) as restrições de igualdade são classificadas em restrições estruturais, que representam condições que não se alteram durante o período de estudo, e restrições operacionais, que representam condições que se alteram em função de condições de operação, conforme será detalhado nas seções seguintes.

Será também visto nas seções seguintes o desenvolvimento da formulação da EESP, possibilitando assim um melhor entendimento do algoritmo proposto para a detecção de GD's ativas em Sistema de Distribuição.

## **2.3. Formulação da Estimação de Estados em Sistemas de Potência Irrestrita pelo Método de Mínimos Quadrados Ponderados**

### **2.3.1. Modelo de Medição**

Considera-se um sistema de potência com  $N$  nós, no qual  $N_m$  quantidades são medidas e a topologia e os parâmetros do sistema são conhecidos. Sob estas condições, a partir de estimativas para os valores das tensões complexas nos nós, é possível se determinar o fluxo de potência em qualquer linha de transmissão e a injeção de potência em qualquer nó. Assim, o vetor de estados é formado por  $N - 1$  ângulos de fase das tensões nos nós do sistema (o ângulo do nó de referência é conhecido) e os  $N$  módulos das tensões nos nós. Dessa forma, a dimensão do vetor de estados do sistema é  $n = 2N - 1$ .

O conjunto das quantidades medidas da rede obtidas em tempo real, as variáveis de estado do sistema e os erros de medição podem ser relacionados através do seguinte modelo de medição (Gjelsvik, Aam e Holten, 1985):

$$z_m = z_0 + \varepsilon_m \quad (2.1)$$

onde:

$z_m$ : vetor  $N_m \times 1$  das quantidades medidas;

$z_0$ : vetor  $N_m \times 1$  dos valores verdadeiros das quantidades medidas;

$\varepsilon_m$ : vetor  $N_m \times 1$  dos erros aleatórios de medição.

O vetor  $x$  das variáveis de estados formado pelas tensões complexas nos nós pode ser escrito como:

$$x \triangleq \begin{bmatrix} \theta \\ v \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

onde,

$\theta$ : vetor  $(N-1) \times 1$  dos ângulos nos nós, sendo que o nó de referência é especificada *a priori*;

$v$ : vetor  $N \times 1$  do módulo das tensões nos nós.

O vetor  $\varepsilon_m$  representa as imprecisões de medidores, erros nos transformadores dos instrumentos de medição, efeitos de conversão analógica digital, etc. Supondo que este vetor possui média zero e que os erros de medição são não-correlacionados, a matriz de covariância correspondente é diagonal e seus elementos são definidos pelas variâncias dos erros de medição, calculados com base na exatidão dos medidores.

Assim:

$$E\{\varepsilon_m\} = 0 \quad (2.3)$$

e

$$E\{\varepsilon_m \varepsilon_m^T\} = R_m \quad (2.4)$$

onde:

$E\{.\}$ : operador expectância;

$R_m$ : matriz de covariância  $N_m \times N_m$  dos erros de medição, suposta diagonal.

O vetor de medidas pode ser expresso como uma função não-linear dos estados, tendo por base as leis de Kirchhoff e a lei de Ohm, isto é:



$$z_0 = h_m(x) \quad (2.5)$$

onde,

$x$ : vetor  $n \times 1$  de variáveis de estado;

$h_m(x)$ : vetor  $N_m \times 1$  de funções não-lineares que relaciona as quantidades medidas às variáveis de estado  $x$ .

Assim, a equação (2.5) pode ser escrita como:

$$z_m = h_m(x) + \varepsilon_m \quad (2.6)$$

### ***2.3.2. Função Objetivo do Método dos Mínimos Quadrados Ponderados***

A EESP baseia-se no método dos mínimos quadrados ponderados, o qual busca determinar as estimativas para o vetor de estados  $x$  que melhor se ajustam ao modelo de medição, através da minimização da soma ponderada dos quadrados dos resíduos. Os resíduos de estimação são definidos como:

$$r_m = z_m - h_m(x) \quad (2.7)$$

Portanto, o método dos Mínimos Quadrados Ponderados fornece uma estimativa para os valores dos estados obtidos pela minimização da seguinte função objetivo:

$$\text{Min}_x J(x) = [z_m - h_m(x)]^T R_m^{-1} [z_m - h_m(x)] \quad (2.8)$$

onde  $R_m$  é a matriz de covariância dos erros de medição, de dimensão  $N_m \times N_m$ .

A ponderação da função objetivo é realizada pela matriz  $R_m^{-1}$ , cujos elementos diagonais são iguais ao inverso da variância de cada medidor. Ou seja, quanto mais exata for a medição, menor é o valor da variância correspondente e conseqüentemente maior é o valor de  $R_{m,ii}^{-1}$ . Desta forma, os medidores que fornecem leituras mais confiáveis recebem maior peso na formulação do problema dos Mínimos Quadrados Ponderados.

### 2.3.3. Solução Via Equação Normal de Gauss

A aplicação do método da Equação Normal de Gauss à EESP foi proposta na década de 70 (Schweppe, 1970) e é também conhecido como método de Gauss-Newton (Simões Costa, Salgado e Machado, 1999).

Devido a natureza quadrática e a ausência de restrições, a problema apresentado em (2.8) pode ser resolvido iterativamente pelo método de Newton. Para tanto, a equação (2.8) deve ser linearizada em torno de um valor conhecido do vetor de estados  $x^k$  (Schweppe e Wildes, 1970; Gjelsvik, Aam e Holten, 1985). A solução do problema linearizado fornece o vetor de correções  $\Delta x$  que permite atualizar o vetor de estados corrente como:

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x \quad (2.9)$$

A função custo a ser minimizada para o problema linearizado toma a forma (Schweppe e Wildes, 1970), (Gjelsvik, Aam e Holten, 1985):

$$J(\Delta x) = [\Delta z - H(x^k)\Delta \hat{x}]^T R_m^{-1} [\Delta z - H(x^k)\Delta \hat{x}] \quad (2.10)$$

onde  $\Delta z$  é o vetor incremental de medidas e  $H(x^k)$  é a matriz Jacobiana das funções das medidas, dadas por:

$$\Delta z = z - h(x^k) \quad (2.11)$$

e

$$H(x^k) = \frac{\partial h(x^k)}{\partial x^k} \quad (2.12)$$

A equação (2.13) estabelece a condição necessária de otimalidade:

$$\nabla J(\Delta x) = 0 \quad (2.13)$$

A aplicação da condição (2.13) leva a conhecida a Equação Normal de Gauss (por conveniência, o argumento de  $H$  é suprimido) dada por (Schweppe e Wildes, 1970):

$$G \Delta x^k = H^T R_m^{-1} \Delta z \quad (2.14)$$

onde  $G$  é uma matriz quadrada  $n \times n$  definida por:

$$G = H^T R_m^{-1} H \quad (2.15)$$

A matriz  $G$ , denominada matriz de informação ou matriz ganho, é simétrica e será definida positiva se e somente se o número e a distribuição das medidas do plano de medição sejam tais que assegurem a observabilidade da rede elétrica. Se estas condições forem satisfeitas, a equação (2.8) apresentará uma solução única (Krumpholz, Clements e Davis, 1981; Simões Costa e Mandel, 1986).

A solução final do problema de estimação de estados pelo método dos mínimos quadrados ponderados é obtida através de um procedimento iterativo em que  $\Delta x$  é calculado em cada iteração resolvendo-se a equação (2.14). Novas estimativas para os estados são então obtidas da aplicação da equação (2.8). As atualizações prosseguem até que o critério de parada dado pela equação (2.16) seja satisfeito, ou seja:

$$\|\Delta x\| < \beta \quad (2.16)$$

onde  $\beta$  é um valor de tolerância pré-especificado.

Como indicado em (Simões Costa e Quintana, 1981; Bose e Clements, 1987) o método da Equação Normal é sensível a problemas de estabilidade numérica. Esta característica está relacionada ao condicionamento da matriz de informação  $G$ , sendo que seu número de condicionamento é aproximadamente igual ao quadrado do número de condicionamento da matriz Jacobiana  $H_m(x)$  (Simões Costa e Quintana, 1981; Simões Costa, Salgado e Machado, 1999). Com isso, um condicionamento numérico ainda aceitável de  $H_m(x)$  pode provocar mau condicionamento de  $G$  e afetar a estabilidade numérica do método da Equação Normal.

#### ***2.3.4. Solução da EESP Irrestrita Via Método da Matriz Aumentada de Hachtel***

Na tentativa de solucionar problemas de condicionamento e estabilidade numérica do método da Equação Normal, métodos alternativos foram propostos, entre eles o método da Matriz Aumentada de Hachtel, também conhecido como método do Tableau Esperso.

O método da Matriz Aumentada de Hachtel, proposto em (Gjelsvik, Aam e Holten, 1985), apresenta estabilidade numérica superior ao método da Equação Normal. Sua matriz de coeficientes é muito esparsa, e a utilização das técnicas de esparsidade compensa o esforço computacional exigido pela maior dimensão da matriz (Simões Costa, Salgado e Machado, 1999).

Considerando a definição do vetor de resíduos dada pela equação (2.7), a formulação de mínimos quadrados ponderados pode ser apresentada da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & r_m^T R_m^{-1} r_m \\ \text{s.a} \quad & z_m - h_m(x) - r_m = 0 \end{aligned} \tag{2.17}$$

onde:

$r_m$ : vetor  $N_m \times 1$  de resíduos das medidas;

$R$  : matriz de covariância dos erros de medição, suposta diagonal e de dimensão

$$N_m \times N_m;$$

$z_m$  : vetor  $N_m \times 1$  de medidas;

$x$  : vetor  $n \times 1$  de estados estimados.

O problema de minimização restrita apresentado em (2.17) pode ser resolvido pelo método da Matriz Aumentada de Hachtel. Para tanto, é necessário formar a função Lagrangeana do problema, atribuindo-se um multiplicador de Lagrange à restrição de igualdade:

$$L(x) = \frac{1}{2} r_m^T R^{-1} r_m + \lambda_m^T (z_m - h_m(x) - r_m) \quad (2.18)$$

onde  $\lambda_m$  representa o multiplicador de Lagrange associado às medidas.

A função (2.18) pode ser diferenciada de forma a se obter as condições de primeira ordem necessárias para a obtenção de uma solução ótima, também conhecidas como condições de Karush-Kuhn-Tucker (Karush, 1939; Kuhn e Tucker, 1950), o que leva ao seguinte sistema de equações não-lineares:

$$\nabla_r L = R_m^{-1} r_m - \lambda_m = 0, \quad (2.19)$$

$$\nabla_x L = -H_m^T(x) \lambda_m = 0 \quad (2.20)$$

e

$$\nabla_{\lambda_m} L = z_m + h_m(x) - r_m = 0 \quad (2.21)$$

onde:

$$H_m(x^k) = \frac{\partial h_m(x)}{\partial x} \quad (2.22)$$

é a matriz Jacobiana, de dimensão  $N_m \times n$ .

Da equação (2.19), concluímos que:

$$r_m = R_m \lambda_m \quad (2.23)$$

Linearizando-se (2.21) e utilizando-se (2.23), chega-se a:

$$z - h_m(x^k) - H \Delta x - R_m \lambda_m = 0 \quad (2.24)$$

A partir da linearização de (2.20), que é imediata, e da equação (2.24), verifica-se que o problema de estimação de estados (2.17), pode ser iterativamente resolvido pela aplicação do algoritmo de tableau esparsa de Hachtel (Gjelsvik, Aam e Holten, 1985) que consiste na solução do seguinte sistema linear em cada iteração:

$$\begin{pmatrix} 0 & H_m^T \\ H_m & R \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta x \\ \lambda_m \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ z - h_m(x^k) \end{pmatrix} \quad (2.25)$$

O método é iterativo, sendo que  $\Delta x$  é utilizado para atualizar os valores mais recentes de  $x$ . A solução é alcançada quando a norma de  $\Delta x$  for menor que um determinado limiar ( $1 \times 10^{-3}$ , por exemplo).

## **2.4. Formulação da Estimação de Estados com Restrições de Igualdade Utilizando o Método da Matriz Aumentada de Hachtel**

A Estimação de Estados pode ser formulada como um problema de minimização restrita, incorporando novas restrições de igualdade, classificadas como estruturais e operacionais. A função objetivo é a soma ponderada dos quadrados dos resíduos de estimação (Clements e Simões Costa, 1998). É ainda possível incorporar à função

objetivo mais um termo referente às informações *a priori*, como será visto posteriormente neste trabalho.

O método da Matriz Aumentada de Hachtel apresenta boa a estabilidade numérica e elevado desempenho computacional (Gjelsvik, Aam e Holten, 1985; Holten, Gjelsvik, Wu e Liu, 1988). Além disso, possui a característica de fornecer os multiplicadores de Lagrange e sua matriz de covariância sem a necessidade de se efetuar cálculos adicionais após a solução do método. Devido a esses fatores, juntamente com a facilidade de sua concepção e formulação, o método da matriz aumentada será empregado neste trabalho para se obter a solução do problema de estimação de estados com restrições.

Neste trabalho distinguem-se dois tipos de restrições de igualdade incluídas ao problema de EESP: restrições estruturais e restrições operacionais. Ambas serão descritas nas subseções seguintes.

#### **2.4.1. Restrições Estruturais**

As *restrições estruturais* dizem respeito à configuração física da rede, sendo normalmente utilizadas na modelagem dos nós que possuem injeções de potência nulas, também chamados de nós de transferência, e do nó de referência. Estes nós não são freqüentes em sistemas de distribuição, mas, caso existam, devem ser levadas em consideração. A informação de que o nó  $i$  é um nó de transferência é modelada como:

$$p_i = 0 \quad (2.26)$$

$$q_i = 0 \quad (2.27)$$

onde  $p_i$  e  $q_i$  representam as injeções de potência ativa e reativa, respectivamente.

O nó de referência é representado através da definição do valor do seu ângulo, da seguinte forma:

$$\delta_r = 0 \quad (2.28)$$

onde  $r$  é o índice do nó de referência.

As restrições estruturais incluem os dois tipos de condições acima e serão genericamente referenciadas neste trabalho como:

$$h_s(x) = 0 \quad (2.29)$$

onde,

$h_s(x)$ : vetor  $N_s \times 1$  de funções não-lineares das restrições estruturais.

#### 2.4.2. Restrições Operacionais

Além das restrições estruturais, outras restrições definidas como *restrições operacionais*, podem surgir no problema em função das necessidades ditadas pelas condições de operação do sistema. As restrições operacionais são dinâmicas, podendo ser alteradas no curso do problema.

As *restrições operacionais* podem modelar os nós com potencial de GD, o *status* de chaves e disjuntores, transações não-reveladas, entre outras configurações da rede e serão referenciadas genericamente na formulação da estimação de estados restrita como:

$$h_o(x) = 0 \quad (2.30)$$

onde,

$h_o(x)$ : vetor  $N_o \times 1$  de funções não-lineares das restrições operacionais.

Na seção (3.4) será discutida a utilização das restrições operacionais neste trabalho.



### 2.4.3. Solução da EESP com Restrições Via Método da Matriz Aumentada de Hachtel

A partir de (2.17), adicionando-se restrições de igualdade à formulação do método da Matriz Aumentada de Hachtel, o mesmo torna-se um problema de otimização restrita:

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimize} && \frac{1}{2} r_m^T R_m^{-1} r_m \\
 & \text{Sujeito a} && r_m = z_m - h_m(x) \\
 & && h_o(x) = 0 \\
 & && h_s(x) = 0
 \end{aligned} \tag{2.31}$$

Neste caso, o vetor de resíduos,  $r$ , e a matriz de covariância dos erros,  $R$ , são definidos, respectivamente, por:

$$r = \begin{bmatrix} r_m^T & 0 & 0 \end{bmatrix}^T \tag{2.32}$$

e

$$R = \begin{pmatrix} R_m & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_o \end{pmatrix} \tag{2.33}$$

sendo que  $R_m$ ,  $R_s$  e  $R_o$ , representam diagonais da matriz de covariância das medidas, restrições estruturais e operacionais, respectivamente.

Teoricamente as matrizes  $R_s$  e  $R_o$  são nulas, já que correspondem a informações determinísticas. Na prática, são substituídas por  $\varepsilon I$ , onde  $I$  é a matriz identidade e  $\varepsilon$  é um valor pequeno maior do que zero, de forma a se evitar problemas numéricos no processo de solução.

A função Lagrangeana do problema, atribuindo-se multiplicadores de Lagrange para as restrições de igualdade, é representada como:

$$L(x) = \frac{1}{2} \cdot r_m^T \cdot R_m^{-1} \cdot r_m + \lambda_m \cdot (z_m - h_m(x) - r_m) - \lambda_s \cdot h_s(x) - \lambda_o \cdot h_o(x) \quad (2.34)$$

onde  $\lambda_m$ ,  $\lambda_s$  e  $\lambda_o$  são os multiplicadores de Lagrange associados às medidas, às restrições estruturais e às restrições operacionais, respectivamente. Os valores destes multiplicadores representam a sensibilidade da função objetivo com relação às variações nestas restrições (Gjelsvik, 1993).

Para se obter as condições de otimalidade de primeira ordem, necessárias para se alcançar a solução ótima, os gradientes da função (2.34) devem ser feitos iguais a zero. Com isso, têm-se o seguinte sistema de equações não-lineares:

$$\nabla_r L = R_m^{-1} r_m - \lambda_m = 0, \quad (2.35)$$

$$\nabla_x L = -H_m^T(x) \lambda_m - H_s^T(x) \lambda_s - H_o^T(x) \lambda_o = 0, \quad (2.36)$$

$$\nabla_{\lambda_m} L = z_m + h_m(x) - r_m = 0, \quad (2.37)$$

$$\nabla_{\lambda_s} L = -h_s(x) = 0 \quad (2.38)$$

e

$$\nabla_{\lambda_o} L = -h_o(x) = 0 \quad (2.39)$$

onde são definidas as seguintes matrizes Jacobianas:

$$H_m(x^k) = \frac{\partial h_m(x)}{\partial x}, \quad (2.40)$$

$$H_s(x^k) = \frac{\partial h_s(x)}{\partial x} \quad (2.41)$$

e

$$H_o(x^k) = \frac{\partial h_o(x)}{\partial x} \quad (2.42)$$

cujas dimensões são  $N_m \times n$ ,  $N_s \times n$  e  $N_o \times n$ , respectivamente.

Da equação (2.35) obtém-se:

$$r_m = R_m \lambda_m \quad (2.43)$$

Linearizando-se o problema em relação a um dado valor de estados  $x^k$  e eliminando-se a variável  $r_m$  através da equação (2.43), as condições de otimalidade podem ser descritas por:

$$z_m - h_m(x^k) - H_m(x^k) \Delta x - R_m \lambda_m = 0, \quad (2.44)$$

$$h_s(x^k) + H_s(x^k) \Delta x = 0, \quad (2.45)$$

$$h_o(x^k) + H_o(x^k) \Delta x = 0 \quad (2.46)$$

e

$$H_m^T(x^k) \lambda_m + H_s^T(x^k) \lambda_s + H_o^T(x^k) \lambda_o = 0 \quad (2.47)$$

Através do conjunto de equações numéricas obtidos desta diferenciação e da linearização em relação ao vetor de estados  $x^k$ , o problema de estimação de estados, apresentada em (2.31) pode ser iterativamente resolvido pela aplicação do algoritmo de tableau esparso de Hachtel (Gjelsvik, Aam e Holten, 1985) ao sistema linear apresentado em (2.48):

$$\begin{pmatrix} 0 & H^T \\ H & R \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta x \\ \lambda \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ z - h(x^k) \end{pmatrix} \quad (2.48)$$

onde,

$$z = \overset{\Delta}{[z_m \quad 0 \quad 0]^T}, \quad (2.49)$$

$$h(x) = \overset{\Delta}{[h_m^T(x) \quad h_s^T(x) \quad h_o^T(x)]^T}, \quad (2.50)$$

$$\lambda = \overset{\Delta}{[\lambda_m^T \quad \lambda_s^T \quad \lambda_o^T]^T} \quad (2.51)$$

e

$$H = \overset{\Delta}{[H_m^T \quad H_s^T \quad H_o^T]^T} \quad (2.52)$$

A equação (2.48) corresponde à forma padrão do método da matriz aumentada de Hachtel (Gjelsvik, Aam e Holten, 1985), cuja solução fornece estimativas para o vetor de estados  $x$  e para os multiplicadores de Lagrange associados às medidas e às restrições de igualdade. Os estados estimados devem ser atualizados através de (2.9).

Como o processo iterativo segue até a convergência, as condições de otimalidade representadas pelas equações (2.35) a (2.39), devem ser satisfeitas.

Além de  $\lambda_m$ , o vetor  $\lambda$  obtido como solução do sistema (2.48) contém os multiplicadores de Lagrange associados às restrições operacionais  $\lambda_o$  e às restrições estruturais  $\lambda_s$ . Os valores destes multiplicadores de Lagrange representam a sensibilidade da função objetivo do problema (2.31) com relação às variações nestas restrições (Gjelsvik, 1993).

## 2.5. Inclusão de Informações a Priori

As informações *a priori* são informações previamente disponíveis sobre os valores das variáveis de estado (Swerling, 1975).

Informações *a priori* são modeladas como variáveis aleatórias, cuja incerteza é representada através das respectivas variâncias. Os valores das variâncias podem ser obtidos considerando-se que estas variáveis possuem distribuição uniforme (Papoulis, 1991), por exemplo, dentro de um determinado intervalo. Em um sistema elétrico de potência operando em regime permanente estável pode-se supor que o intervalo é  $[-\pi/2 ; \pi/2]$  para os ângulos e  $[0,90 ; 1,10]$  para as magnitudes de tensão nos nós. Desta forma, a função densidade de probabilidade das informações *a priori* pode ser dada por (Papoulis, 1991; Lourenço, 2001):

$$f(x) = \begin{cases} 0, & x < a \\ \frac{1}{b-a}, & a \leq x \leq b \\ 0, & x > b \end{cases} \quad (2.53)$$

Os valores médios das informações *a priori* são dados por:

$$x_{medio} = \frac{1}{2} (a + b) \quad (2.54)$$

e a variância ou dispersão é calculada como (Papoulis, 1991):

$$\sigma^2 = E\{x^2\} - [E\{x\}]^2 \quad (2.55)$$

onde  $E\{x\}$  é o valor esperado ou expectância de  $x$ . Aplicando-se (2.55) à distribuição uniforme, a variância das informações *a priori* pode ser por fim escrita como:

$$\sigma^2 = \frac{(b-a)^2}{12} \quad (2.56)$$

O uso de informações *a priori* sobre os estados fornece um valioso recurso para se melhorar as condições de observabilidade da rede através da incorporação no problema do conhecimento prévio sobre os estados (Lourenço, 2001).

As informações *a priori* são modeladas diretamente na função-objetivo (2.31) do problema de otimização restrito, conforme proposto em (Clements, 1998) e recentemente aplicado em (Clements, Simões Costa e Agudelo, 2000), (E. M. Lourenço e A. Simões Costa, 2000), acrescentando-se o termo:

$$\frac{1}{2}(x - \bar{x})^T P^{-1}(x - \bar{x}) \quad (2.57)$$

onde,

$\bar{x}$  : vetor de estimativas *a priori* dos estados verdadeiros;

$P^{-1}$  : matriz de covariância dos estados *a priori*, de dimensão  $n \times n$ , dada por:

$$P = E\{(x - \bar{x})(x - \bar{x})^T\} \quad (2.58)$$

Este procedimento equivale a modelar a função densidade *a priori* para as estimativas dos estados como uma função Gaussiana de média  $\bar{x}$  e matriz de covariância  $P$ .

Com a inclusão das informações *a priori*, a estimação de estados formulada como um problema de otimização restrito e representada na equação (2.31), passa a ser descrita por:

$$\begin{aligned}
& \text{Minimize} && \frac{1}{2} r_m^T R_m^{-1} r_m + \frac{1}{2} (x - \bar{x})^T P^{-1} (x - \bar{x}) \\
& \text{Sujeito a} && r_m = z_m - h_m(x) \\
& && h_o(x) = 0 \\
& && h_s(x) = 0
\end{aligned} \tag{2.59}$$

Ao se inserir informações prévias sobre as variáveis de estados, a partir da equação (2.59), a nova função Lagrangeana do problema de Estimação de Estados será dada por:

$$\begin{aligned}
J(x) = & \frac{1}{2} r_m^T R_m^{-1} r_m + \frac{1}{2} (x - \bar{x})^T P^{-1} (x - \bar{x}) + \lambda_m \cdot (z_m - h_m(x) - r_m) \\
& - \lambda_s \cdot h_s(x) - \lambda_o \cdot h_o(x)
\end{aligned} \tag{2.60}$$

A partir da função Lagrangeana apresentada em (2.60), derivando o conjunto de equações resultantes da aplicação das condições necessárias de Karush-Kuhn-Tucker (Karush, 1939; Kuhn e Tucker, 1950), obtém-se o seguinte sistema de equações (Lourenço, 2001):

$$\begin{pmatrix} -P^{-1} & H^T \\ H & R \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta x \\ \lambda \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -P^{-1}(\bar{x} - x^k) \\ z - h(x^k) \end{pmatrix} \tag{2.61}$$

A inclusão de informações *a priori* melhora o condicionamento numérico do sistema de equações do problema de estimação, fortalecendo a diagonal da matriz de coeficientes do método de Tableau esparso. Este fato pode ser verificado comparando-se a matriz de coeficientes do sistema de equações obtido sem o uso das informações *a priori*, representado pela equação (2.48), com a matriz do sistema de equações obtido após a inclusão das informações *a priori* ao problema, representado pela equação (2.61).

## 2.6. Processamento de Erros Grosseiros via Multiplicadores de Lagrange Normalizados

Os multiplicadores de Lagrange normalizados (MLN), anteriormente utilizados na identificação de erros de topologia via testes de hipóteses baseados no Teorema de Bayes (Lourenço e Simões Costa, 2003), são utilizados neste trabalho de forma a auxiliar a seleção das restrições de GD inconsistentes com as medidas. Os multiplicadores de Lagrange normalizados são definidos como:

$$\lambda_i^N = \frac{\lambda_i}{\sqrt{W_{ii}}} \quad (2.62)$$

onde  $W$  é a matriz de covariância de  $\lambda$ .

Pode-se demonstrar que, na ausência de dados inconsistentes e supondo que os erros nas medidas apresentam distribuição normal, o multiplicador de Lagrange normalizado  $\lambda_i^N$  é uma variável aleatória também Gaussiana, de média zero e variância unitária (Clements e Simões Costa, 1998). Os multiplicadores de Lagrange normalizados apresentam as mesmas propriedades para a detecção e identificação de erros em restrições que os resíduos normalizados para o processamento de erros grosseiros em medidas na estimação de estados convencional (Clements e Simões Costa, 1998).

A matriz  $W$  utilizada na equação (2.62) é obtida a partir da matriz inversa de Tableau Esparsa (Holten e outros, 1988):

$$\begin{pmatrix} -\Sigma & C^T \\ C & W \end{pmatrix} \stackrel{\Delta}{=} \begin{pmatrix} -P^{-1} & H^T \\ H & R \end{pmatrix}^{-1} \quad (2.63)$$

onde  $\Sigma$ ,  $C$  e  $W$  são partições da inversa da matriz coeficiente da equação (2.63) e possuem dimensões correspondentes às partições da matriz original,  $P^{-1}$ ,  $H$  e  $R$ , respectivamente.



Como será visto no Capítulo 4, o uso dos multiplicadores de Lagrange normalizados permite diminuir o esforço computacional no processo de monitoração de fontes de GD, pois auxilia na identificação preliminar das restrições operacionais suspeitas de serem errôneas. Sabendo-se que  $|\lambda_o^N \max|$  é o máximo multiplicador de Lagrange normalizado associado às restrições operacionais, e considerando que não há erros grosseiros, o seguinte critério pode ser adotado para a seleção de restrições operacionais inconsistentes com os valores do plano de medição:

$$|\lambda_o^N \max| \geq |\lambda_t| \quad (2.64)$$

sendo  $\lambda_t$  um limiar previamente especificado. Utilizando o fato da probabilidade do valor de uma variável aleatória com distribuição normal unitária estar entre  $-3\sigma$  e  $+3\sigma$  é de 99% (Papoulis, 1991), um valor típico para  $\lambda_t$  é 3,0 (Carneiro, 2006).

## 2.7. Conclusão

Neste capítulo a Estimação de Estados é formulada como um problema de minimização restrita, sendo incorporadas ao problema restrições de igualdade adicionais, estruturais e operacionais. Além disso, inclui-se na função objetivo do problema mais um termo referente às informações *a priori*.

O problema é formulado através do método dos mínimos quadrados ponderados e do método da Matriz Aumentada de Hachtel, visando sua aplicação a sistemas de distribuição com fontes de GD.

O método da Matriz Aumentada de Hachtel apresenta boa a estabilidade numérica e elevado desempenho computacional (Gjelsvik, Aam e Holten, 1985; Holten, Gjelsvik, Wu e Liu, 1988). Além disso, possui a característica de fornecer os multiplicadores de Lagrange e sua matriz de covariância sem a necessidade de se efetuar cálculos adicionais após a solução do método.

Supondo-se que as medidas disponíveis ao estimador de estados estão corretas e que a estrutura da rede está corretamente modelada, será visto no capítulo 4 que as

principais incertezas do problema residem nos valores pressupostos para as potências geradas pelas fontes de GD. Sendo estas fontes modeladas através de restrições operacionais, discrepâncias significativas entre os valores gerados e os declarados se refletirão em valores elevados dos multiplicadores de Lagrange normalizados correspondentes a estas restrições.

As fontes de GD são incluídas no problema de otimização restrita modeladas como restrições de igualdade. Este processo, além de uma explanação sobre os conceitos de GD, as vantagens e desvantagens de sua utilização serão apresentados no próximo capítulo.

## Capítulo 3

# Geração Distribuída

### 3.1. Introdução

A instalação do primeiro sistema elétrico de geração de potência ocorreu em 1882, quando Thomas Alva Edison projetou e construiu a estação de *Pearl Street Power* na cidade de Nova Iorque. O sistema era muito pequeno, fornecendo energia para aproximadamente 400 lâmpadas incandescentes de 83W cada uma. A idéia teve logo enorme aceitação, sendo instalados sistemas similares nas maiores cidades do continente. No entanto, essas pequenas centrais de geração possuíam uma característica em comum: sua disposição era próxima das cargas. Isto é, em essência, o que hoje em dia chama-se de geração distribuída ou descentralizada de energia elétrica (Ackermann, 1999).

Com o desenvolvimento dos transformadores, a corrente alternada passou a ser a tecnologia dominante e possibilitou a conexão de centrais de potência, com cargas situadas longe delas. Já em 1920, cada centro da Europa Ocidental possuía seu próprio sistema de potência e, depois com a introdução das linhas de transmissão de alta tensão, possibilitou-se o trânsito de energia através de distâncias ainda maiores. A interconexão das diferentes centrais de geração tornou-se realidade. Este foi o formato organizacional que o sistema elétrico vem adotando em quase toda sua trajetória: grandes centrais de geração e uma extensa rede de linhas de transmissão e distribuição, o que se conhece como geração centralizada de energia.

Problemas como o aparecimento de restrições técnicas e ambientais para a expansão da rede elétrica de uma distribuidora, além do aumento das exigências ambientais no controle e diminuição das emissões de poluentes, têm alavancado o uso e a disseminação da GD. Além disso, o fato de o sistema estar, em alguns pontos radiais, bastante saturado, favorece a instalação de fontes de GD. Quando se instala uma fonte de GD no sistema de distribuição, os demais nós a montante do ponto de “injeção” percebem esta instalação como uma redução de carga, aliviando a demanda solicitada por este sistema (Amendola, Guimarães e Fronterotta, 2004).

Desde a crise de abastecimento ocorrida em 2001, a energia elétrica assumiu papel importante na mídia e na formulação estratégica das empresas brasileiras. Temas como a segurança energética e o custo da falta de energia passaram a fazer parte das decisões de curto e longo prazo, sempre na dependência da legislação e dos regulamentos. Nesse âmbito surge a opção pela GD como fundamental ao processo da garantia de fornecimento, já que essa tecnologia apresenta uma vantagem estratégica: em princípio independe de redes de transmissão e distribuição de energia das concessionárias e permite, também em princípio, aumentar a eficiência do sistema e efetuar uma otimização energética.

Segundo a Eletrobras (2000), as principais alternativas de expansão da geração de energia elétrica no caso brasileiro se dividem: ou em grandes hidrelétricas, que exigem volumosos recursos, geram irrefutáveis impactos ambientais e que serão localizadas na região amazônica distante dos grandes centros de consumo e, portanto produzindo grandes perdas na transmissão; ou através da geração distribuída, próxima ao grande mercado de consumo de energia na região sudeste e nordeste, onde há possibilidade de expansão com menor custo, reduzindo as perdas na transmissão e impactando menos o meio ambiente (INEE, 2003).

A projeção de elevados déficits do sistema elétrico brasileiro confere importância ao investimento em GD. Sistemas de GD podem representar uma solução rápida e descentralizada para expansão da capacidade de geração elétrica, bem como um fator de aumento de confiabilidade do sistema elétrico brasileiro (Arouca e Matz, 2004).

Neste capítulo serão apresentados alguns conceitos utilizados para GD além das vantagens e dificuldades da utilização dessas fontes. Para se completar a formulação do

problema a ser resolvido, serão introduzidas no problema, como restrições operacionais, os nós onde se sabe de antemão que existem fontes de GD a eles conectadas.

### **3.2. Geração Distribuída: Conceitos**

Não existe ainda um consenso quanto à definição de geração distribuída, embora características inerentes a este tipo de geração possam ser identificadas como essenciais ao que a GD representa (Turkson e Wohlgemuth, 2001). Vale destacar alguns conceitos encontrados na literatura:

“A GD consiste na produção de energia (elétrica e/ou térmica), de forma descentralizada, no próprio local de uso da mesma, ou o mais próximo” (Skzlo, Soares e Tolmasquim, 2000).

“A geração distribuída nada mais é que a geração descentralizada de energia elétrica através: de fontes alternativas como energia eólica, pequenas centrais hidroelétricas (PCH's), da combustão de diversos tipos de materiais, tais como derivados do petróleo, gás natural, resíduos de cana-de-açúcar e da agroindústria. Esta geração pode ser convertida em energia elétrica ou utilidades (trabalho mecânico, ar comprimido, vapor etc.) por meio de equipamentos como a máquina a vapor, os motores de combustão, cogeração, grupos geradores ou turbinas a gás” (Wachsmann e Tolmasquim, 2002).

“GD é uma planta de 20MW ou menos, situada no centro de carga ou próxima a ele, ou situada ao lado do consumidor, e que produz eletricidade no nível de tensão do sistema de distribuição. São quatro as tecnologias apropriadas para a GD: turbinas de combustão, motores recíprocos, células a combustível e módulos fotovoltaicos” (Turkson e Wohlgemuth, 2001).

“GD indica um sistema isolado ou um sistema integrado de geração de eletricidade em pequenas plantas modulares – na faixa de poucos kW até 100 MW, seja de concessionárias, consumidores ou terceiros” (Preston e Rastler, 1996 apud Ackermann e outros, 1999).

“GD é definida como o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias, consumidores e terceiros em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e/ou consumidores específicos. O termo tem sinonímia com outras expressões normalmente usadas como: auto-geração, geração *in situ*, cogeração e geração exclusiva” (Electrical Power Research Institute, 1997 apud Turkson e Wohlgemuth, 2001).

“GD é o termo que se usa para a geração elétrica junto ou próximo do(s) consumidor(es), com potências normalmente iguais ou inferiores a 30MW. A GD inclui: cogeneradores, geradores de emergência, geradores para operação no horário de ponta, módulos fotovoltaicos e PCH’s” (Instituto Nacional de Eficiência Energética, 2004).

“GD’s são tecnologias de geração de pequeno porte, tipicamente inferior a 30MW, estrategicamente localizadas perto dos consumidores ou centros de carga, proporcionando benefícios aos consumidores e suporte para operação econômica das redes de distribuição existentes” (*Gas Research Institute*, 1999).

Essas diferentes definições deixam clara uma falta de consenso no que diz respeito ao tipo e tamanho da tecnologia elegível para GD. No entanto, podem ser destacados alguns aspectos comuns ao conceito de GD:

- A percepção da GD como um recurso flexível de energia em comparação aos sistemas convencionais de geração e transmissão centralizados de grandes blocos de energia;
- O modo de operação sugere que a GD é vista como um recurso de geração de energia que não é associado às complexidades das operações do sistema de geração convencional tais como planejamento de despacho, *pool pricing*, e o despacho propriamente dito;
- A disposição da unidade geradora é tipicamente ao nível de média tensão do sistema de distribuição local, para caracterizar a maior diversificação do número de agentes participantes, incluindo-se assim os consumidores industriais e

comerciais que podem investir em equipamentos para sua auto-suficiência energética e mesmo para vender energia elétrica para a rede.

### **3.3. Vantagens e Dificuldades Associadas à Geração Distribuída**

#### **3.3.1. Vantagens Associadas à GD**

A GD está geralmente associada a baixos impactos ambientais e a utilização de fontes renováveis de energia. Por estar próxima a carga, dispensa o uso de linhas de transmissão e contribui para diminuição das perdas de energia associadas ao transporte por longas distâncias, que teriam que ser compensadas por geração adicional. Este acréscimo na geração, conseqüentemente, acarretaria no aumento das emissões de gases na atmosfera, o qual é evitado quando a mesma quantidade de energia é gerada e consumida sem o uso de linhas de transmissão.

A presença de agentes geradores de energia elétrica no sistema de subtransmissão e distribuição causa impactos positivos e desejáveis na operação do sistema, tais como (Carvalho, Araújo e Amado, 2004 apud Lemos e Spaier, 2003):

- Suporte de tensão através do fornecimento de energia reativa local;
- Melhoria na qualidade e segurança do suprimento de energia elétrica;
- Melhoria na estabilidade do sistema elétrico;
- Liberação da capacidade de atendimento;
- Possibilidade de ilhamento para atendimento de carga local;
- Melhoria na curva de carga;
- Adiamiento de investimentos em subestações de transformação e em capacidade adicional para a transmissão;
- Prorrogação de novos investimentos na construção de grandes usinas;
- Redução de perdas nas linhas de transmissão e distribuição;
- Redução dos impactos ambientais associados às gerações de grande porte;
- Universalização do sistema elétrico, permitindo que as comunidades isoladas possam ter acesso à energia;
- Possibilidade do uso de insumos regionais para a geração de energia.

Estes recursos devem ser aplicados para solução dos pontos críticos de carregamento ou de tensão na rede.

### **3.3.2. Dificuldades Associadas à GD**

A conexão de agentes geradores de energia elétrica na rede de distribuição pode provocar impactos negativos, tais como (Carvalho, Araújo e Amado, 2004 apud Lemos e Spaier, 2003):

- Aumento dos níveis de curto-circuito;
- Possíveis alterações negativas em relação à confiabilidade do sistema;
- Elevação no grau de dificuldade da operação do sistema;
- Aumento na complexidade e na coordenação das proteções;
- Harmônicos devido a conversores;
- Efeito Flicker;
- Sobreensão na rede de distribuição;
- Competição por regulação de tensão.

Outro fator crítico relacionado com a geração distribuída é a flutuação de geração de potência ativa, a qual está condicionada à disponibilidade da fonte primária (ventos, sol, água, etc).

À medida que o número de geradores conectados a rede de distribuição aumenta, os problemas de interconexão surgem com maior intensidade. Esta questão gera uma indagação sobre como os mesmos serão representados nos programas de simulação computacional, uma vez que ainda não existem modelos apropriados de GD para as ferramentas tradicionais de estudos de estabilidade (Carvalho, Araújo e Amado, 2004).

Nos modelos atuais de despacho, calcula-se um equivalente para o sistema de distribuição, sendo representado por uma carga no ponto de conexão do sistema de transmissão com a distribuição. Com o aumento da penetração da GD, há necessidade de representação mais detalhada da rede de distribuição, para se avaliar o impacto da mudança, em termo de localização de geração e na segurança dinâmica do sistema (Carvalho, Araújo e Amado, 2004).



No passado, os alimentadores da rede de distribuição tinham apenas uma única fonte de energia: a subestação (SE). Nestes casos, como sua configuração é radial, os fluxos de potência ativa em suas linhas tinham seus sentidos fixos tanto na operação normal quanto na ocorrência de faltas. Como o princípio básico da GD é acrescentar geração de pequeno ou médio porte, em sistemas de distribuição e subtransmissão, os sentidos dos fluxos passam a não poder ser pré-definidos, do número de fontes de GD no alimentador, da sua localização e da potência gerada por elas.

### 3.4. Monitoração em Tempo Real da Geração Distribuída

Supondo a existência de várias fontes de GD conectadas a uma dada rede de distribuição, vislumbra-se que estas fontes podem ser classificadas em duas categorias:

- a) Fontes cujo *status* é perfeitamente conhecido pelo Operador do sistema de distribuição, que também conhece, mesmo que aproximadamente, as respectivas potências geradas. Para fins de monitoração em tempo real da rede, estas fontes de GD podem ser tratadas da maneira usual como medidas (ou pseudomedidas) de injeção de potência em pontos dos alimentadores pelo estimador de estados, sendo que as variâncias correspondentes devem refletir o nível de incerteza associado ao valor da potência gerada;
- b) Fontes de GD com *status* desconhecido pelo Operador. Neste caso, o critério adotado nesta dissertação considera que, em princípio, todas estas fontes de GD estão desligadas e, portanto não estão entregando energia à rede. Esta consideração deve ser interpretada como uma hipótese básica inicial, a ser posteriormente reexaminada à luz dos valores das medidas e pseudomedidas e compõem o sistema de medição.

À hipótese básica acima definida contrapõem-se diversas hipóteses alternativas. Como se pressupõe a existência de várias fontes de GD de *status* desconhecido, as hipóteses alternativas se diferenciam entre si pelas diferentes combinações de *status* das unidades geradores. Seja  $S_{GD}$  o conjunto de fontes de GD nestas condições e  $n_{gd}$  o número delas. Então, o numero total de hipóteses sobre os *status* das fontes pertencentes a  $S_{GD}$  é:

$$N_H = 2^{n_{gd}} \quad (3.1)$$

O objetivo específico desta dissertação é propor um método de base geométrica para determinar qual dentre as  $N_H$  hipóteses possíveis sobre os *status* das fontes de GD é mais bem respaldada pelas telemedidas e pseudomedidas processadas pelo estimador de estados.

No restante deste capítulo será apresentada a modelagem das fontes de GD de *status* desconhecido como restrições operacionais ao problema de estimação de estados. Adicionalmente, é apresentada uma discussão sobre os efeitos de como erros na hipótese básica afetam os multiplicadores de Lagrange das restrições operacionais e sobre a motivação para o uso dos testes geométricos de colinearidade.

### 3.4.1. *Modelagem das Fontes de GD como Restrições de Igualdade*

As fontes de geração distribuída a que se refere o item (b) acima são inseridas no problema de estimação de estados como restrições operacionais de igualdade. Estas restrições operacionais representam o balanço de potência nos nós onde se sabe de antemão que existem fontes de GD a eles conectadas (tais nós são referidos nesta dissertação como *nós com potencial de GD*) embora não se conheça se estas fontes estão ativas ou não. O balanço de potência ativa no  $i$ -ésimo nó com potencial de GD é dado por:

$$p_i^{inj} - p_i^{GD} + p_i^L = 0 \quad (3.2)$$

onde:

$p_i^{GD}$  : potência ativa correspondente à geração distribuída do nó  $i$  ;

$p_i^L$  : potência ativa correspondente a carga no nó  $i$  .

$p_i^{inj}$  : somatório dos fluxos de potência ativa nos ramos incidentes no nó  $i$  , ou

seja:

$$p_i^{inj} = \sum_{j \in \Omega_i} t_{ij}(\theta_i, \theta_j, v_i, v_j, ) \quad (3.3)$$

onde  $t_{ij}$  representa o fluxo de potência ativa no ramo que conecta o nó  $i$  ao nó  $j$  e  $\Omega_i$  é o conjunto de nós adjacentes ao nó  $i$ .

A equação (3.2) é aplicável a todos os nós com potencial de GD. Generalizando-se, para todos os  $n_{gd}$  nós deste tipo, tem-se:

$$p_i^{inj}(x) - p_i^{GD} + p_i^L = 0 \quad (3.4)$$

Definindo-se:

$$h_o(x) = p^{inj}(x) - p^{GD} + p^L \quad (3.5)$$

Tem-se que a equação (3.5) corresponde ao conjunto de restrições operacionais do problema, já referido na subseção 2.4.2.

Considerando as restrições estruturais, também já definidas na Seção 2.4.1, o problema completo a ser resolvido neste trabalho pode ser representado como:

$$\begin{aligned} \text{Minimize} \quad & \frac{1}{2} r_m^T R^{-1} r_m + \frac{1}{2} (\bar{x} - x)^T P^{-1} (\bar{x} - x) \\ \text{Sujeito a} \quad & r_m = z_m - h_m(x) \\ & h_o(x) = p^{inj} - p^{GD} + p^L = 0 \\ & h_s(x) = 0 \end{aligned} \quad (3.6)$$

sendo que o vetor de restrições estruturais  $h_s(x)$  é formado pela definição do ângulo de referência e pelas injeções de potência ativa e reativa nulas nos nós de transferência.

### 3.4.2. Casos em que o Status das Fontes de GD é Desconhecido

Como já discutido no início desta seção, a hipótese básica inicial adotada neste trabalho, é de que as fontes de GD pertencentes ao conjunto  $S_{GD}$  não estão gerando energia, ou seja:

$$p_k^{GD} = 0, \quad k \in S_{GD} \quad (3.7)$$

Entretanto, supondo que um subconjunto  $S_{GD}^a$  de  $S_{GD}$  é na realidade composto por fontes ativas, teremos:

$$p_k^{GD} \neq 0, \quad k \in S_{GD}^a \quad (3.8)$$

Neste caso, a hipótese básica representada pela equação (3.7) não é mais válida e não será respaldada pelas informações disponibilizadas pelos medidores ao estimador. A partir desta inconsistência entre as condições de operação e a hipótese inicial, é possível se concluir pela existência de erro grosseiro na modelagem do problema.

Nos casos onde se têm apenas uma fonte de GD incorretamente modelada, o valor do multiplicador de Lagrange normalizado associado a esta restrição operacional,  $\lambda_o^N$ , será elevado, o que permite a identificação da hipótese alternativa correta (Lourenço, 2001; Carneiro, 2006). Entretanto, os casos de maior interesse são aqueles que apresentam múltiplas fontes de GD incorretamente modeladas, configurando situações de múltiplos erros de modelagem do tipo da equação (3.2) estão incorretas.

Nos casos de erros múltiplos, a identificação direta a partir dos multiplicadores de Lagrange não é mais confiável, devido ao espalhamento dos erros existentes. Portanto, o problema torna-se muito mais complexo e ferramentas mais sofisticadas precisam ser utilizadas para se concluir sobre quais multiplicadores de Lagrange realmente indicam a ocorrência de erro na restrição operacional correspondente. Teremos com isso, um número elevado de possibilidades para serem testadas, o que remete a um problema combinatório de grande complexidade. Esta complexidade combinatória justifica a utilização do Teste Geométrico de Colinearidade, que é

conceitualmente simples e, em sua implementação, requer baixo esforço computacional, podendo desta forma ser utilizado para aplicações em tempo real.

### 3.5. Conclusão

No Brasil pós-acionamento há grande incentivo para se pensar na expansão da geração considerando-se a inclusão de pequenas fontes de geração em pontos estratégicos do sistema elétrico. A inclusão de fontes de GD, apesar de seus efeitos benéficos como a melhora no perfil de tensão e a possível postergação de melhorias nos sistemas que possibilitam a transmissão da energia, pode causar dificuldades na operação de alimentadores de sistemas de distribuição. Estes problemas devem ser encarados pelos pesquisadores da área de Sistemas de Potência como desafios. Em decorrência, devem-se buscar novas alternativas para se aprimorar as técnicas utilizadas, melhorando desta forma o desempenho dos sistemas elétricos.

As fontes de geração distribuída são facilmente incluídas no problema de estimação de estados como restrições operacionais de igualdade. Dessa forma, caso existam fontes de GD cuja geração seja inconsistente com o inicialmente considerado nas restrições operacionais, os resultados obtidos do estimador não corresponderão à realidade. Isto ocorre quando o ciclo operativo das fontes de GD é alterado sem prévio aviso ao Operador do sistema de distribuição, especialmente quando o Operador tem dificuldade para monitorar individualmente cada instalação de GD. Em termos do modelo matemático utilizado, esta inconsistência se reflete em valores elevados dos multiplicadores de Lagrange normalizados associados às restrições operacionais.

O próximo capítulo descreve como os multiplicadores de Lagrange podem ser explorados para se determinar quais fontes de GD são suspeitas de estarem erroneamente modeladas. Considerando-se que o conjunto de fontes de GD suspeitas pode conter um número maior de fontes do que o conjunto de injeções efetivamente errôneas propõe-se a utilização de testes geométricos de colinearidade para se contornar este problema. Este procedimento permite identificar as fontes de GD cuja injeção é inconsistente com as medidas, sem que seja necessário executar a estimação de estados mais do que uma vez.

## Capítulo 4

# Identificação de Erros de Modelagem de GD Via Testes Geométricos de Colinearidade

### 4.1. Introdução

A existência de nós com geração distribuída cuja geração seja inconsistente com o inicialmente considerado nas restrições operacionais faz com que os resultados fornecidos pelo estimador de estados sejam inconsistentes com a realidade. Isto tende a ocorrer nos casos em que o perfil de geração de fontes de GD é alterado sem prévio aviso ao Operador do sistema de distribuição, especialmente sob condições de dificuldade em se monitorar individualmente cada instalação de GD.

Na estimação de estados, supondo-se que as medidas são confiáveis e que a estrutura da rede de distribuição está corretamente representada, as principais incertezas do problema residem nos valores considerados para as potências geradas pelas fontes de GD. Como estas medidas são modeladas via restrições operacionais no vetor  $h_o$ , discrepâncias significativas entre as gerações reais e as declaradas em  $h_o$  se refletem em valores elevados dos respectivos multiplicadores de Lagrange.

Em situações reais, o conjunto de fontes de GD suspeitas pode conter um número maior de elementos do que o conjunto de injeções efetivamente errôneas. Para se identificar estas últimas, poder-se-ia pensar em relaxar uma a uma as restrições

operacionais correspondentes a cada dado suspeito e voltar a resolver o problema de estimação de estados. Considerando-se a existência de múltiplos nós onde há incerteza sobre os níveis de GD, esta abordagem evidentemente levaria a um problema combinatório cuja solução por tentativa e erro é claramente ineficiente.

De forma a se contornar este problema, propõe-se aqui a utilização de uma abordagem baseada em testes geométricos de colinearidade. Este procedimento permite identificar as fontes de GD cuja injeção é inconsistente com as medidas, sem que seja necessário executar a estimação de estados mais do que uma vez.

De posse destas informações, o estimador de estados terá condições não apenas de determinar o *status* correto das fontes de GD, mas também de estimar o valor das injeções de potência correspondentes a estas fontes.

Na Seção 4.2 serão revistas algumas aplicações anteriores do Teste de Colinearidade, assim como uma comparação entre esta abordagem geométrica e a abordagem Bayesiana. Em seguida, na Seção 4.3, o Teste Geométrico de Colinearidade é apresentado, primeiramente para o caso onde se tem apenas uma fonte de GD incorretamente modelada e, na sequência, para casos onde se têm múltiplas fontes de GD incorretamente modeladas, de interesse deste trabalho. Por fim, na Seção 4.4 é apresentado o algoritmo utilizado para validação da metodologia proposta neste trabalho.

## **4.2. Abordagem Bayesiana (Teste de Hipóteses) x Abordagem Geométrica (Teste Geométrico de Colinearidade)**

Testes de Hipóteses são procedimentos estatísticos que possibilitam a identificação de qual hipótese é verdadeira entre uma hipótese básica e um conjunto de hipóteses alternativas. No caso da Estimação de Estados, basicamente busca-se determinar qual hipótese é melhor suportada pelas medidas disponíveis ao estimador. Uma forma de aplicar testes de hipóteses ao problema em questão consiste em determinar a probabilidade condicional de cada hipótese sobre os *status* das fontes de GD, considerando os valores correntes das medidas contidas no plano de medição. A hipótese verdadeira será aquela com maior probabilidade condicional (Carneiro, 2006).

Têm-se obtido resultados importantes e conclusivos para a operação de sistemas elétricos de potência utilizando-se técnicas baseadas no Teste de Hipótese em estudos para identificação de erros de topologia via processamento do *status* de chaves e disjuntores (Lourenço, 2001), na identificação de transações bilaterais não-reveladas que podem afetar a área de controle de um Operador independente do Sistema (Agudelo, 2000), (Clements, Simões Costa e Agudelo, 2006) e também na identificação de erros de modelagem de GD em sistemas de distribuição (Carneiro, 2006).

Mesmo com os bons resultados obtidos através da abordagem estatística, via Testes de Hipóteses, continua sendo importante a busca de novas ferramentas para a identificação das fontes ativas de GD, particularmente se forem de concepção mais simples e demandem menor esforço computacional na sua implementação. Essa busca conduz a um método inteiramente baseado no teste geométrico de colinearidade entre o vetor dos multiplicadores de Lagrange e as correspondentes colunas da matriz de covariância. O referido teste foi utilizado com sucesso na identificação de erros de topologia (Lourenço e outros, 2005 e 2006), porém considerando a identificação de erros de topologia e o modelo linear da rede de transmissão.

#### **4.3. Identificação de Erros de Modelagem de GD via Testes de Colinearidade**

Na identificação de erros de modelagem, a existência de multiplicadores de Lagrange normalizados associados às restrições operacionais que apresentem valores superiores a um limiar pré-estabelecido (neste trabalho considerado igual a 3 desvios padrões, como em (Lourenço e outros, 2005 e 2006)) indica a existência de erros na modelagem utilizada. A detecção de valores acima do limiar leva à fase subsequente de identificação de erros de modelagem, que busca identificar quais nós são suspeitos de estarem injetando potência no sistema, embora tal informação não seja do conhecimento do Operador.

De acordo com (Clements e Simões Costa, 1998), um único MLN acima do limiar indica tanto a detecção quanto a identificação do elemento erroneamente modelado. Em situações onde vários valores ultrapassam o limiar, um procedimento mais elaborado de identificação dos elementos suspeitos é necessário, pois pode ocorrer



um espalhamento dos erros sobre os multiplicadores de Lagrange associados a outras medidas e/ou restrições.

#### 4.3.1. *Caso de uma Única Fonte de GD Incorretamente Modelada*

A interpretação geométrica dos multiplicadores de Lagrange foi proposta em (Lourenço e outros, 2005 e 2006) como uma extensão da técnica sugerida em (Clements e Davis, 1986) para o processamento de erros múltiplos. Antes de se analisar a existência de erros múltiplos, vamos descrever o processo para erros simples. Para este propósito, considera-se que a rede está corretamente modelada, assim como as restrições, e que todas as medidas são perfeitas com exceção de uma informação (que pode ser uma medida ou uma restrição),  $j$ , a qual possui um erro associado,  $\varepsilon_j$ . Vamos também supor inicialmente que as informações *a priori* sobre os estados são negligenciadas, isto é,  $\sigma^2 \rightarrow \infty$ , ou, equivalentemente,  $p^{-1} = 0$ . Neste caso, temos que:

$$\lambda = w_j \varepsilon_j \quad (4.1)$$

onde  $w_j$  é a  $j$ -ésima coluna da matriz de multiplicadores de Lagrange  $W$  apresentada no Capítulo 2. A equação (4.1) decorre das hipóteses feitas acima e da equação (2.60).

A equação (4.1) mostra que para um erro único, o multiplicador de Lagrange é colinear com  $w_j$ . Portanto a colinearidade de  $\lambda$  com cada coluna de  $W$  pode ser testada de forma a encontrar a informação mais provável de possuir erro. Uma forma eficiente de se fazer isso é se calcular o cosseno do ângulo entre  $\lambda$  e as colunas de  $W$  para se determinar qual (quais) coluna(s) são colineares com  $\lambda$ .

Por razões computacionais escolhe-se testar a colinearidade entre  $R^{1/2}\lambda$  e  $R^{1/2}w_j$ , ao invés de se testar a colinearidade entre  $\lambda$  e  $w_j$ . Sendo  $\theta_j$  o ângulo entre  $R^{1/2}\lambda$  e  $R^{1/2}w_j$ , então (Lourenço, Clements e Simões Costa, 2002):

$$\cos \theta_j = \frac{\lambda_j^T R w_j}{\sqrt{(\lambda_j^T R \lambda_j)(w_j^T R w_j)}} \quad (4.2)$$

Substituindo-se (4.1) em (4.2), temos:

$$\cos \theta_j = \frac{\varepsilon^T W^T R W e_j}{\sqrt{(\lambda_j^T R \lambda_j)(w_j^T R w_j)}} \quad (4.3)$$

onde  $e_j$  é a  $j$ -ésima coluna da matriz identidade.

Com as informações *a priori* negligenciadas, ou seja,  $P^{-1} = 0$ , e considerando que (Clements e Simões Costa, 1998):

$$W R W^T = W \quad (4.4)$$

a equação (4.3) pode ser simplificada como:

$$\cos \theta_j = \frac{\lambda_j^N}{(\lambda_j^T R \lambda_j)^{1/2}} \quad (4.5)$$

A ocorrência de um valor de  $\cos \theta$  próximo da unidade indica a ocorrência de erro na medida ou restrição de igualdade associada.

#### **4.3.2. Caso de Múltiplas Fontes de GD Incorretamente Modeladas**

Para se desenvolver o teste geométrico de colinearidade levando-se em consideração a ocorrência de múltiplos erros nas restrições operacionais, utilizam-se as magnitudes relativas dos multiplicadores de Lagrange normalizados para particionar a matriz de covariância:

$$W = (W_S \quad W_T) \quad (4.6)$$

onde:

- $W_S$ : submatriz formada pelas colunas linearmente independentes de  $W$  que correspondem às informações suspeitas;
- $W_T$ : submatriz formada pelas colunas de  $W$  que correspondem às informações livres de erros.

Supõe-se que todas as medidas em  $T$  (medidas “verdadeiras”) e que todas as restrições em  $T$  representam o modelo da rede corretamente. Neste caso, o vetor de erros  $\varepsilon$  pode ser escrito como:

$$\varepsilon = (\varepsilon_S^T \quad 0) \quad (4.7)$$

Considerando-se mais uma vez que as informações *a priori* sobre os *status* são negligenciadas, isto é,  $P^{-1} = 0$ , temos que:

$$\lambda = W\varepsilon \quad (4.8)$$

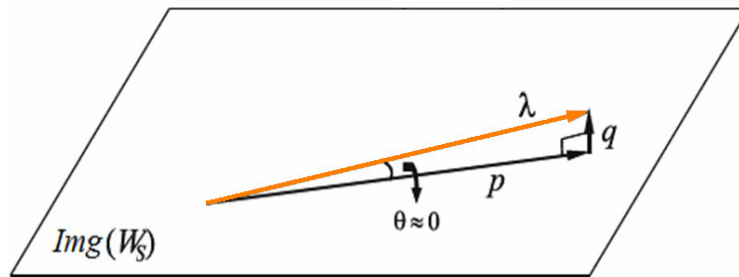
De (4.7) e (4.8), temos que os multiplicadores de Lagrange são dados por:

$$\lambda = W_S \varepsilon_S \quad (4.9)$$

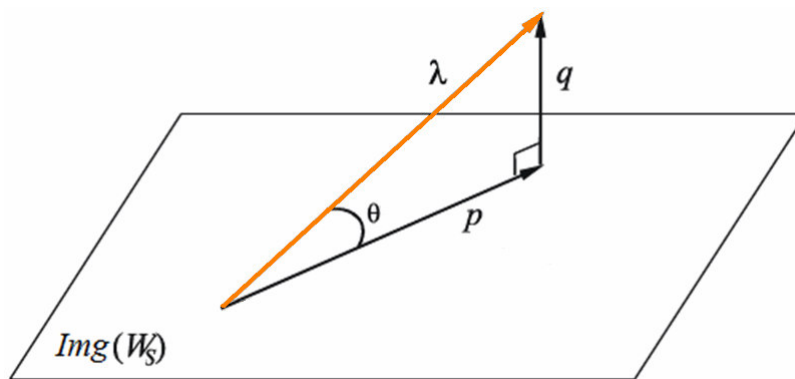
A equação (4.9) mostra que caso todas as informações errôneas tenham sido incluídas no conjunto de suspeitas, o vetor  $\lambda$  será uma combinação linear das colunas da matriz  $W_S$ , ou seja, estará contido no espaço gerado pelas colunas de  $W_S$ .

As figuras 4.1 e 4.2 apresentam a interpretação gráfica da lógica do teste geométrico de colinearidade para o caso simplificado de  $N_o = 2$ . Na figura 4.1, verifica-se que sempre que todas as restrições operacionais forem corretamente selecionadas como suspeitas, (4.9) o vetor  $\lambda$  estará situado na Imagem de  $W_S$ , isto é, no plano

gerado pelas colunas de  $W_S$ , e portanto  $\theta \approx 0$ . Por outro lado, na figura 4.2, vê-se que se ao menos uma restrição operacional errônea não estiver no conjunto suspeito, então o multiplicador de Lagrange associado a esta restrição estará claramente fora do espaço vetorial gerado pelas colunas de  $W_S$ . Nesse caso, o ângulo correspondente  $\theta'$  difere significativamente de 0.



**Figura 4.1** – MLN associado a restrição dentro do subespaço vetorial gerado pelas colunas de  $W_s$



**Figura 4.2** – MLN associado a restrição fora do subespaço vetorial gerado pelas colunas de  $W_s$

Por conveniência computacional, o teste será realizado em  $R^{1/2}\lambda$  e  $R^{1/2}W_S$  ao invés de em  $\lambda$  e  $W_S$  (Lourenço, Clements e Simões Costa, 2002). Para testar se  $R^{1/2}\lambda$  está no espaço vetorial de  $R^{1/2}W_S$ ,  $R^{1/2}\lambda$  será escrito como a soma vetorial de dois vetores ortogonais:

$$R^{1/2}\lambda = p + q \quad (4.10)$$

onde  $p$  e  $q$  são, as projeções de  $R^{1/2}\lambda$  sobre o espaço vetorial gerado pelas colunas de  $R^{1/2}W_S$  e sobre seu complemento ortogonal, respectivamente.

Utilizando-se a definição do operador de projeção no espaço vetorial de  $R^{1/2}W_S$  (Clements e Davis, 1986):

$$\text{Proj}\{R^{1/2}\lambda\} = R^{1/2}W_S(W_S^T R W_S)^{-1}W_S^T R^{1/2} \quad (4.11)$$

então a projeção  $p$  é dada por:

$$p = \text{Proj}\{R^{1/2}\lambda\} = R^{1/2}W_S(W_S^T R W_S)^{-1}W_S^T R \lambda \quad (4.12)$$

De (4.10) podemos escrever que:

$$q = R^{1/2}\lambda - p \quad (4.13)$$

Pode-se, portanto verificar facilmente que  $p$  e  $q$  são ortogonais, isto é:  $p^T q = 0$ . Substituindo (4.10) em (4.12), chega-se a:

$$p = R^{1/2}W_S(W_S^T R W_S)^{-1}W_S^T R W_S \varepsilon = R^{1/2}\lambda \quad (4.14)$$

Portanto, considerando-se a hipótese de que todos os erros estão restritos ao conjunto  $S$ , de (4.13) e (4.14) pode-se concluir que:

$$q = 0 \quad (4.15)$$

As equações (4.14) e (4.15) mostram que, se os erros estão restritos aos elementos do conjunto suspeito, os vetores  $p$  e  $R^{1/2}\lambda$  são colineares. Portanto, é possível testar se o conjunto suspeito  $S$  contém todas as informações errôneas calculando-se o cosseno do ângulo entre  $p$  e  $R^{1/2}\lambda$ . Sendo  $\theta$  este ângulo, então:

$$\cos\theta = \frac{p^T R^{1/2}\lambda}{\sqrt{(\lambda^T R\lambda)(p^T p)}} \quad (4.16)$$

Substituindo (4.14) em (4.16), tem-se:

$$\cos\theta = \frac{\lambda^T R W_S (W_S^T R W_S)^{-1} W_S^T R \lambda}{\sqrt{(\lambda^T R \lambda)(\lambda^T R W_S (W_S^T R W_S)^{-1} W_S^T R \lambda)}} \quad (4.17)$$

que, com algumas manipulações algébricas, pode ser reescrita como:

$$\cos\theta = \sqrt{\frac{\lambda^T R W_S (W_S^T R W_S)^{-1} W_S^T R \lambda}{(\lambda^T R \lambda)}} \quad (4.18)$$

Supondo-se que todas as restrições exceto as do conjunto  $S$  estão corretas, o valor do  $\cos\theta$  calculado a partir de (4.18) será próximo de 1,0. Por outro lado, se alguma restrição operacional inconsistente não for incluída no conjunto de medidas suspeitas, o valor do  $\cos\theta$ , calculado em (4.18) será significativamente diferente de 1,0 (o critério de decisão para se quantificar esta diferença será definido na subseção 4.3.3).

Particionando o vetor de multiplicadores de Lagrange de acordo com a partição de  $W$  (4.6), tem-se:

$$\lambda = \begin{pmatrix} \lambda_S \\ \lambda_T \end{pmatrix} = W\tilde{\epsilon} = W^T R W\tilde{\epsilon} = W^T R \lambda \quad (4.19)$$

assim,

$$\lambda_S = W_S^T R \lambda \quad (4.20)$$

Substituindo (4.20) em (4.18), e definindo  $W_{SS} = W_S^T R W_S$ , temos finalmente (Lourenço, Clements e Simões Costa, 2002):

$$\cos \theta = \sqrt{\frac{\lambda_S^T (W_{SS})^{-1} \lambda_S}{(\lambda^T R \lambda)}} \quad (4.21)$$

que é uma forma mais simples e compacta de se expressar o cálculo de  $\cos \theta$ .

#### 4.3.3. *Teste Geométrico de Colinearidade Aplicado em dois Estágios*

O teste geométrico de colinearidade, utilizado neste trabalho para identificação de fontes ativas de GD será aplicado em dois estágios. No primeiro estágio, utilizam-se as mesmas regras propostas em (Lourenço, Clements e Simões Costa, 2006), isto é, o teste geométrico de colinearidade é aplicado para se garantir a inclusão de todas as restrições operacionais referentes aos nós com GD erroneamente modeladas ao conjunto de suspeitos. No segundo estágio, emprega-se o teste geométrico de colinearidade para se eliminar do conjunto suspeito qualquer informação livre de erro, mas previamente nele incluída. Desta forma será assegurado que nenhum nó com GD cujo *status* é realmente errôneo seja deixado fora do conjunto suspeito.

##### 4.3.3.1. **Primeiro Estágio**

Considerando-se que os erros de modelagem existem, e que  $|\lambda_o^N i|$  é o valor absoluto do multiplicador de Lagrange normalizado para a restrição operacional  $i$ , é possível identificar se a GD no nó  $i$  é suspeita através do teste:

$$|\lambda_o^N i| \geq \lambda_i \quad (4.22)$$

Portanto, aplicando-se (4.22) a todas as restrições operacionais, identificam-se quais GD's são suspeitas de estarem erroneamente modeladas e monta-se o conjunto suspeito.

Para se certificar de que todas as restrições operacionais suspeitas estão dentro do conjunto suspeito, calcula-se o  $\cos \theta$  e verifica-se se:

$$\cos \theta \geq (1 - \varepsilon_{\cos}) \quad (4.23)$$

onde  $\varepsilon_{\cos}$  representa por um número real positivo pequeno situado entre:  $[0,01 \ 0,1]$ .

Caso a desigualdade (4.23) seja verdadeira, todas as GD's erroneamente modeladas foram incluídas no conjunto suspeito. Se isto não ocorrer, deve-se diminuir o limiar  $\lambda_i$  e se montar novamente o conjunto suspeito, até que todas as restrições operacionais erroneamente modeladas estejam dentro do conjunto suspeito (conjunto S).

#### 4.3.3.2. Segundo Estágio

Neste estágio testa-se cada restrição operacional incluída no conjunto suspeito de forma a certificar-se que ela realmente representa uma fonte de GD erroneamente modelada. Para tanto, remove-se temporariamente a informação  $i$  do conjunto suspeito e calcula-se o  $\cos \theta$  (para  $i = 1, \dots, n_s$ ).

Após a retirada de uma medida pertencente ao conjunto suspeito, deve-se processar o teste (4.23). Caso o teste continue verdadeiro, então a informação  $i$  é livre de erro e deve ser eliminada do conjunto suspeito. Em caso contrário, a informação  $i$  está erroneamente modelada e deve permanecer no conjunto suspeito.

Como a proposição inicial é de que os nós com GD a serem testados não estão injetando potência no sistema, para cada restrição operacional desativada (mantida do



conjunto suspeito), sabe-se que o respectivo nó estará injetando potência no sistema, ou seja, seu *status*, especificado inicialmente como “0”, é na verdade “1”.

Para se desativar as restrições operacionais de cada nó erroneamente modelado (isto é, cuja fonte de GD está na verdade ativa), deve-se modificar a matriz de covariância correspondente às restrições operacionais, que consiste em se elevar consideravelmente a variância de uma determinada restrição. Este artifício implica em atribuir uma incerteza muito grande à restrição, o que equivale à sua desativação. Sendo assim, a nova matriz de covariância será (Lourenço, 2001):

$$R_i = R + \Delta R_i \quad (4.24)$$

onde,

$$\Delta R_i = \text{diag} \left\{ \begin{matrix} 678 & 6 & 4 & 4 & 4 & 7 & 4 & 4 & 48 \\ 0, \dots, 0 & 0, \dots, 0, \gamma, 0, \dots, 0, \gamma, 0, \dots \end{matrix} \right\} \quad (4.25)$$

e,

$\gamma$ : número elevado de valor positivo ( $10^4$ , por exemplo);

$m$ : número de medidas;

$n_s$ : número de restrições estruturais;

$n_o$ : número de restrições operacionais.

A matriz de modificação  $\Delta R_i$  também pode ser escrita como a multiplicação das matrizes abaixo:

$$\Delta R_i = E_i G_i E_i^T \quad (4.26)$$

onde,

$$E_i = [e_{i_1} \dots e_{i_k}] \quad (4.27)$$

sendo:

$e_{i_j}$  : j-ésima coluna da matriz identidade;

$G_i$  : matriz diagonal  $k \times k$  ;

$k$  : número de nós suspeitos cujo *status* difere do proposto inicialmente.

Substituindo (4.24) em (4.26), pode-se reescrever a nova matriz de covariância como:

$$R_i = R + E_i G_i E_i^T \quad (4.28)$$

Desta forma, após a identificação do *status* real dos nós com GD e a introdução das conseqüentes modificações na matriz de covariância, o processo iterativo de estimação de estados continua até a convergência, que fornecerá uma estimativa para as potências geradas nas fontes de GD.

#### 4.4. Algoritmo Utilizado

O algoritmo proposto para a estimação de estados e identificação de GD em sistemas de distribuição está descrito, detalhadamente, nos 11 passos abaixo. Supõe-se que o modelo da rede de distribuição é não-linear, e que o procedimento de identificação das fontes de GD com *status* errôneo ocorre na segunda iteração.

##### Passo 1 – Dados de Entrada

Devem estar disponíveis ao programa as seguintes informações:

- Parâmetros dos ramos (resistência e reatância indutiva);
- Dados de topologia da rede;
- *Taps* dos transformadores;

- Medidas em tempo real (tensão, fluxo nos ramos e corrente) e pseudomedidas (injeção de potência nos nós);
- Potência ativa supostamente gerada nas fontes de GD;
- Variância das medidas em tempo real e das pseudomedidas;
- Nós de injeção de potência nula;
- Limites inferior e superior da tensão para determinação das informações *a priori*.

### Passo 2 – Inicialização

Devem ser definidos os seguintes parâmetros:

- Número máximo de iterações;
- Valores iniciais para as tensões nos nós;
- Tolerância para convergência;
- Valor inicial para  $\Delta x$  (maior do que a tolerância).

**Inicia-se o processo iterativo,  $k = 1$ .**

### Passo 3 – Teste de Convergência

- Verificar se  $\|\Delta x\|$  é menor do que a tolerância especificada:
  - Se  $\|\Delta x\| \leq \text{tolerância}$ , o resultado final da estimação de estados é apresentado juntamente com os valores de GD de cada nó que foi identificado.
  - Se  $\|\Delta x\| > \text{tolerância}$ , segue ao Passo 4.

#### Passo 4 – Estimação Parcial dos Estados

- Calcular os fluxos nos ramos considerando os valores de tensão nos nós da atual iteração;
- Com os valores dos fluxos, as medidas em tempo real e as pseudomedidas fornecidas ao estimador, montar a matriz de Tableau Esparsa e o vetor do lado direito do sistema de equações apresentado em (2.61);
- Resolver o sistema e calcular o novo estado do sistema de acordo (2.9).

#### Passo 5 – Incremento do Contador de Iterações

- Se  $k = 2$ , seguir para o Passo 6.
- Se  $k \neq 2$ , fazer  $k = k + 1$  e voltar ao Passo 3.

#### Passo 6 – Multiplicadores de Lagrange Normalizados

- Calcular os valores dos multiplicadores de Lagrange, através da equação (2.62).

#### Passo 7 – Verificação da Existência de Nó(s) com GD Suspeitos

- Se  $|\lambda_{o \max}^N| \geq \lambda_t$ , há nó(s) com GD suspeita(s). Seguir para o Passo 8.
- Se  $|\lambda_{o \max}^N| < \lambda_t$ , fazer  $k = k + 1$  e voltar ao Passo 3.

#### Passo 8 – Seleção dos Nós Suspeitos

- Selecionar como suspeita toda fonte de GD onde:

$$|\lambda_{o,i}^N| \geq \lambda_t$$

### Passo 9 – 1º Estágio do Teste de Colinearidade

- Com o conjunto dos nós suspeitos, calcular o  $\cos\theta$ , através da equação (4.21).
  - Se  $\cos\theta \geq (1 - \varepsilon_{\cos})$ , todas as fontes de GD errôneas estão incluídas no conjunto suspeito. Seguir para o Passo 10;
  - Se o  $\cos\theta < (1 - \varepsilon_{\cos})$ , diminuir o valor de  $\lambda_i$  e retornar ao Passo 7.

### Passo 10 – 2º Estágio do Teste de Colinearidade

- Após se remover temporariamente do conjunto suspeito a informação  $i$  calcula-se novamente o  $\cos\theta$  (para  $i = 1, \dots, n_s$ ):
  - Se  $\cos\theta \geq (1 - \varepsilon_{\cos})$ , a informação  $i$  é livre de erro e é eliminada do conjunto suspeito;
  - Se  $\cos\theta < (1 - \varepsilon_{\cos})$ , a informação  $i$  está modelada erroneamente e deve permanecer no conjunto suspeito.

### Passo 11 – Desativação das Restrições Operacionais

- Ao se certificar de que o nó com GD  $i$  está erroneamente modelado, desativa-se a restrição operacional referente a este nó, conforme descrito na Subseção 4.3.3.2. Para isto, os valores correspondentes na matriz de covariância são alterados de acordo com a equação (4.24).  
Fazer  $k = k + 1$  e retornar ao Passo 3.

Na Figura 4.3, de forma a auxiliar no entendimento, é apresentado um fluxograma simplificado do algoritmo proposto.

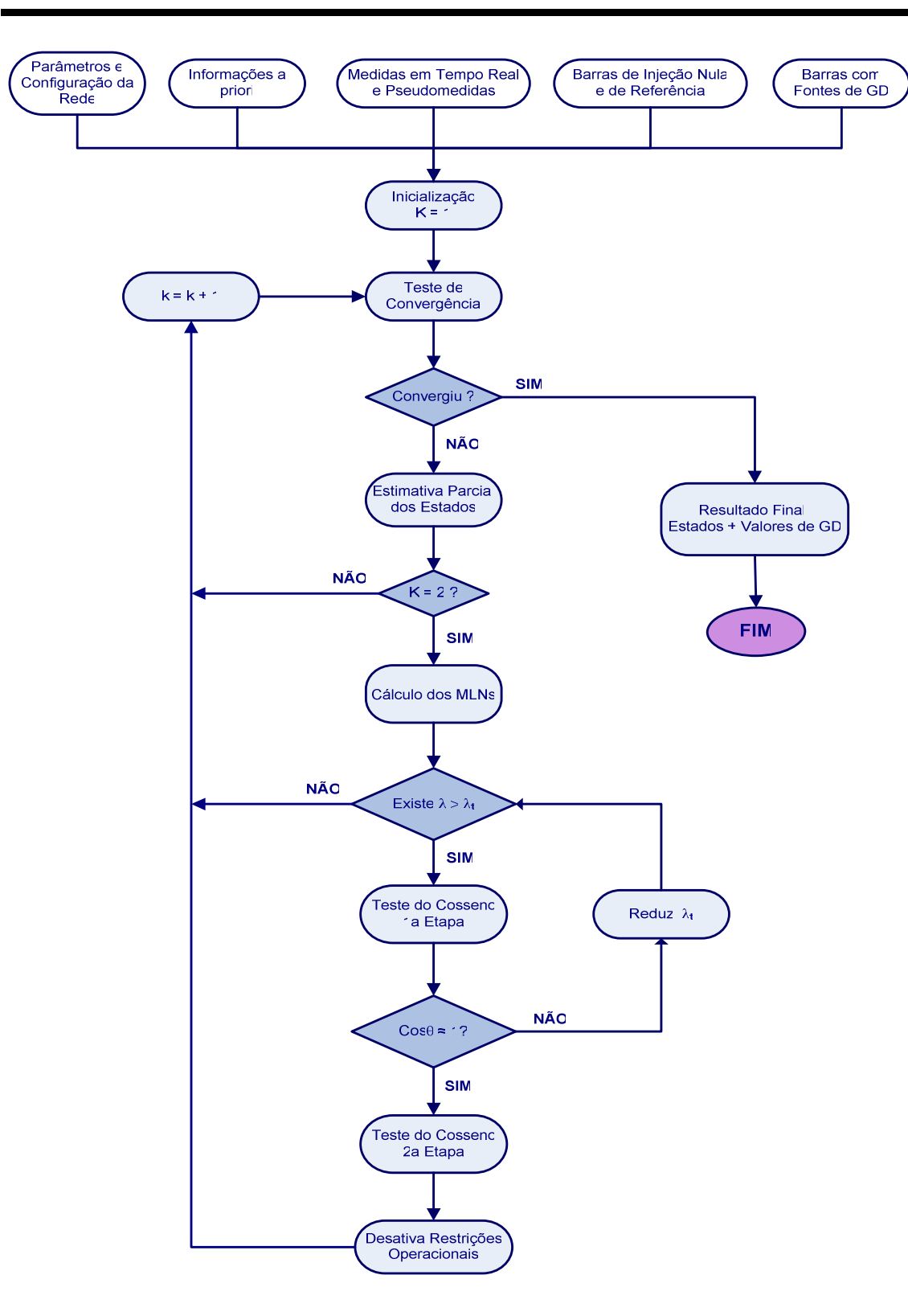


Figura 4.3 – Fluxograma

## 4.5. Conclusão

Este capítulo aborda o uso de testes geométricos de colinearidade para identificação de fontes ativas de GD em pontos de um alimentador de distribuição. No primeiro estágio do teste geométrico de colinearidade a utilização de multiplicadores de Lagrange normalizados reduz o número de combinações a serem testadas. O uso do teste geométrico de colinearidade entre os multiplicadores de Lagrange normalizados e as colunas correspondentes da matriz de covariância desses multiplicadores possibilita verificar no conjunto suspeito, de forma eficiente e rápida, quais fontes de GD estão realmente erroneamente modeladas.

Com isso, as restrições operacionais correspondentes às fontes de GD erroneamente modeladas são desativadas, o que é implementado mediante o uso de valores elevados para as respectivas variâncias.

No próximo capítulo serão apresentados os resultados obtidos com testes realizados utilizando dois sistemas-teste, considerando a modelagem não-linear da rede.

## Capítulo 5

### Simulações e Resultados

#### 5.1. Introdução

Neste capítulo serão apresentados os resultados de simulações referentes à implementação de testes geométricos de colinearidade para a identificação de erros na modelagem de fontes de geração distribuída. Os resultados apresentados foram obtidos com a implementação do estimador de estados e do teste geométrico de colinearidade descrito nos Capítulos 2, 3 e 4. O desempenho da metodologia foi avaliado com base nos resultados obtidos da aplicação do algoritmo a dois alimentadores radiais, sendo o primeiro baseado em um sistema do IEEE de 34 nós (IEEE 34 Node Test Feeder) e o segundo um alimentador real de uma concessionária de distribuição da Região Sul do Brasil (CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina). Para validação do método serão testadas diferentes condições operativas.

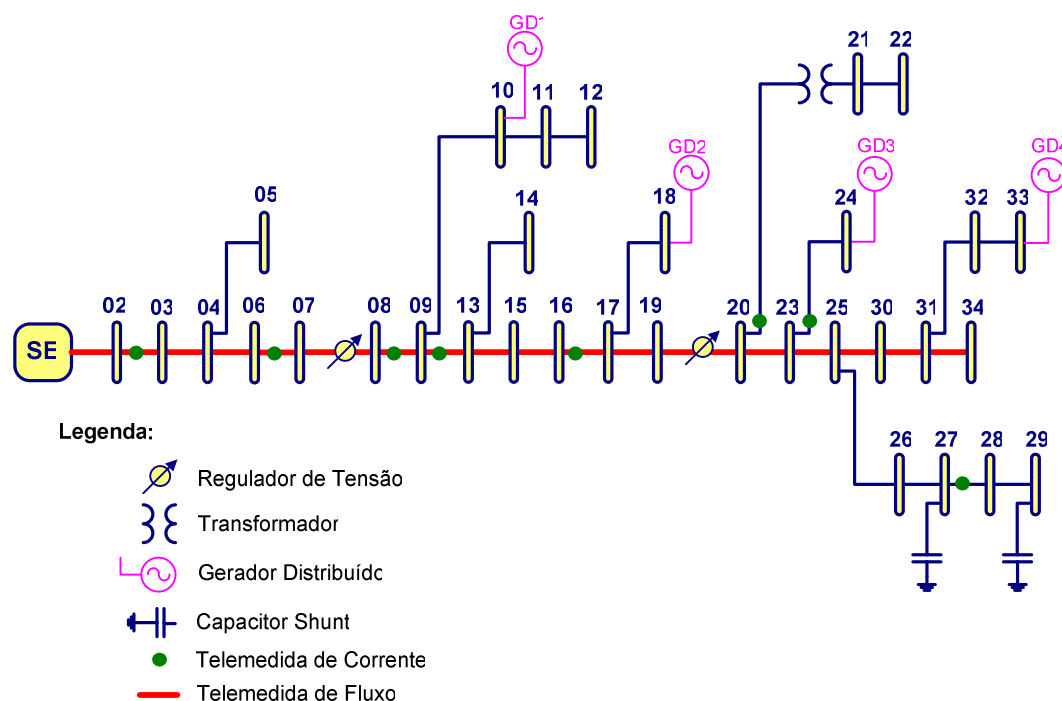
Os parâmetros correspondentes à configuração do sistema, ramos, geradores e cargas estão apresentados no Apêndice A. As medidas em tempo real e as injeções de potência tratadas como pseudomedidas, necessárias à estimação de estados, foram obtidas através de um programa de fluxo de potência, baseado no método de Newton Raphson, cujos resultados juntamente com o plano de medição compõem a entrada de dados de um simulador de medidas. As informações referentes às quantidades de potência ativa supostamente geradas nas fontes de GD são incluídas no processo como dados do sistema.



O programa implementado faz uso de testes geométricos de colinearidade para identificação de fontes ativas de GD, em sistemas de distribuição, que tenham sido erroneamente modeladas. Além disso, deseja-se saber o real montante de potência injetada nos nós onde as fontes de GD encontram-se conectadas. Para isso, de posse dos nós erroneamente modelados identificados pelos testes geométricos, desativam-se as restrições operacionais correspondentes, atribuindo-se a elas valores elevados de variâncias, e processa-se a estimação de estados de modo a se obter, além das tensões complexas, as potências geradas nos nós com fonte de GD ativa, conforme descrito no algoritmo proposto na Seção 4.4.

## 5.2. Sistema 34 Nós (IEEE)

Esta Seção apresenta os resultados referentes ao sistema teste de 34 nós do IEEE (IEEE 34 Node Test Feeder), cujo diagrama unifilar é apresentado na Figura 5.1.



**Figura 5.1** – Sistema 34 Nós - IEEE

Considerou-se nas simulações que 4 nós deste sistema possuem Geração Distribuída cujo estado de operação, ativa ou inativa, é desconhecido pelo Operador, quais sejam: nós 10, 18, 24 e 33.

### 5.2.1. *Plano de Medição do Sistema*

O plano de medição do sistema é composto por medidas em tempo real e pseudomedidas. As medidas em tempo real foram definidas de acordo com a seguinte metodologia:

- medida de tensão: inserida apenas na saída da subestação (nó de referência);
- medidas de fluxo ativo e reativo: inseridas em todos os ramos do alimentador principal (linhas representadas em vermelho no sistema da Figura 5.1);
- medidas de corrente: inseridas aleatoriamente no alimentador e nos ramos (círculos representados em verde nas linhas do sistema da Figura 5.1).

O plano de medição resultante dos critérios apresentados acima e utilizado nas simulações é apresentado na Tabela 5.1.

**Tabela 5.1** – Plano de Medição do Sistema de 34 Nós

<b>Medida</b>	<b>Localização (nós)</b>
<b>Tensão</b>	Nó 01 (SE)
<b>Fluxo Ativo e Reativo</b>	01-02; 02-03; 03-04; 04-06; 06-07; 07-08; 08-09; 09-13; 13-15; 15-16; 16-17; 17-19; 19-20; 210-23; 23-25; 25-30; 30-31; 31-34
<b>Corrente</b>	02-03; 06-07; 08-09; 09-13; 16-17; 20-21; 23-24; 27-28

Mesmo com todas as medidas apresentadas na Tabela 5.1, exceto as medidas de corrente, o sistema mostra-se não-observável. Este problema foi contornado com o acréscimo de pseudomedidas de injeção de potência ativa e reativa em todos os nós, exceto os nós com fontes de GD.

Considerou-se a disponibilidade de pseudomedidas de injeção em todos os nós, com exceção daqueles onde há fontes GD. É necessário lembrar que as variâncias atribuídas às pseudomedidas são mais elevadas do que as das telemidas, de forma a refletir o maior grau de incerteza que se espera deste tipo de informação.

A inclusão das pseudomedidas de injeção torna o sistema observável mesmo na ausência das medidas de corrente, ou seja, as medidas e pseudomedidas mencionadas são suficientes para estimar os estados do sistema. Desta forma, as medidas de corrente são utilizadas apenas com o intuito de aumentar a redundância do plano de medição.

Cabe salientar que os valores das medidas de corrente foram elevados ao quadrado para se resolver problemas de observabilidade e convergência conforme proposto em (Geisler, 1984).

No que diz respeito à condição de operação dos nós com GD, supõe-se inicialmente que o Operador as considera inativas, implicando em potências geradas nulas. Matematicamente, este dado é representado através de restrições operacionais a serem satisfeitas pelo estimador de estados, conforme descrito na Seção 2.4.2.

### **5.2.2.    *Simulações Realizadas***

Foram realizadas simulações com algumas das combinações possíveis dos estados de operação dos nós com GD. Serão apresentados nas subseções seguintes os resultados obtidos com essas simulações, suficientes para se concluir a respeito da eficiência da metodologia proposta para identificação de erros de modelagem de GD baseadas nos testes geométricos de colinearidade.

### 5.2.2.1. Caso 1: Sistema sem fontes ativas de GD

Para testar a eficiência da metodologia proposta, este caso avalia uma situação onde o perfil das fontes de GD coincide com o perfil considerado inicialmente pelo Estimador de Estados, ou seja, todas as fontes com GD possuem geração nula, conforme ilustrado na Tabela 5.2. A coluna *status* da tabela indica se a fonte de GD está ou não injetando potência no sistema, sendo atribuído o valor 0 para os casos em que a fonte está inativa e 1 para os casos em que a mesma está ativa.

**Tabela 5.2** – Perfil das Fontes de GD para o Caso 1

---

<b>GD</b>	<b>Nó</b>	<b>Potência Gerada (kW)</b>	<b>Status</b>
<b>1</b>	10	0,0	0
<b>2</b>	18	0,0	0
<b>3</b>	24	0,0	0
<b>4</b>	33	0,0	0

---

Nesta situação os valores encontrados para os multiplicadores de Lagrange normalizados associados às restrições operacionais são praticamente nulos (da ordem de  $1 \times 10^{-6}$ ). A partir destes resultados, e observando o Passo 7 do algoritmo proposto na Seção 4.4, conclui-se que não há erros de condição de operação de GD, ou seja, nenhuma dos nós em teste está injetando potência no sistema.

Seguindo o algoritmo proposto, retorna-se ao Passo 3, dando continuidade ao processo de estimação dos estados do sistema. Os valores finais estimados de GD para cada nó em análise são apresentados na Tabela 5.3. Como pode ser verificado os valores estimados coincidem com os valores reais.

**Tabela 5.3** – Valores Estimados para as Potências Geradas nas Fontes de GD do Caso 1

---

<b>GD</b>	<b>Nó</b>	<b>Potência Estimada (kW)</b>	<b><i>status</i></b>
<b>1</b>	10	0,0	0
<b>2</b>	18	0,0	0
<b>3</b>	24	0,0	0
<b>4</b>	33	0,0	0

---

#### 5.2.2.2. Caso 2: Sistema com 1 fonte ativa de GD

Considera-se neste caso que a fonte de GD está ativa para o nó 10, diferentemente do que foi suposto inicialmente pelo Operador, e inativa para os demais nós, conforme indicado na Tabela 5.4.

**Tabela 5.4** – Perfil das Fontes de GD para o Caso 2

---

<b>GD</b>	<b>Nó</b>	<b>Potência Gerada (kW)</b>	<b><i>status</i></b>
<b>1</b>	10	50,0	1
<b>2</b>	18	0,0	0
<b>3</b>	24	0,0	0
<b>4</b>	33	0,0	0

---

Como o estimador inicialmente considera que todas as fontes de GD estão inativas, a consideração inicial é de que todas as fontes com GD possuem geração nula.

Nestas condições, seguindo-se o algoritmo descrito na Seção 4.4, na segunda iteração do processo de estimação de estados, calculam-se os multiplicadores de Lagrange normalizados associados às restrições operacionais. Considerando-se como limiar,  $\lambda_t = 3,0$ , o algoritmo detecta o erro e seleciona apenas um dos nós em teste como suspeito de estar injetando potência no sistema, que corresponde exatamente o Nó 10.

Dando seqüência ao processo de Estimação de Estados, realiza-se a primeira etapa do teste de geométrico de colinearidade. A Tabela 5.5 apresenta os resultados obtidos nessa primeira etapa do teste. O valor do  $\cos \theta$  é aproximadamente igual a 1, portanto, conclui-se que o conjunto suspeito contém a informação errônea. Como apenas uma fonte de GD foi selecionada como suspeita, conclui-se que esta fonte possui erro de modelagem e, ao contrário do suposto inicialmente, está gerando potência, não sendo necessária à realização da segunda etapa do teste de colinearidade.

**Tabela 5.5** – Resultados Obtidos no Primeiro Estágio do Teste Geométrico de Colinearidade

Fonte(s) de GD Com Status Errôneo	Teste de Colinearidade – 1º Estágio		
	Nó(s) Suspeito(s)	$ \lambda^N $	$\cos \theta$
1	10	49,4	0,9899

Com os resultados obtidos, de acordo com o algoritmo proposto, desativa-se a restrição operacional correspondente ao nó com GD incorretamente modelada, Nó 10, e estimam-se os estados do sistema. De posse desses resultados calculam-se as potências geradas nas fontes de GD. Os resultados, apresentados na Tabela 5.6, coincidem com os valores reais demonstrando a eficácia da metodologia proposta.

**Tabela 5.6** – Valores Estimados para as Potências Geradas nas Fontes de GD do Caso 2

---

<b>GD</b>	<b>Nó</b>	<b>Potência Estimada (kW)</b>	<b><i>status</i></b>
<b>1</b>	10	50,0	1
<b>2</b>	18	0,0	0
<b>3</b>	24	0,0	0
<b>4</b>	33	0,0	0

---

### 5.2.2.3. Caso 3: Sistema com 2 fontes ativas de GD

O perfil das fontes de GD considerado neste caso é apresentado na Tabela 5.7. Verifica-se erro corresponde ao *status* dos nós 10 e 24, já que se assume inicialmente que todas as fontes de GD possuem geração nula.

**Tabela 5.7** – Perfil das Fontes de GD

---

<b>GD</b>	<b>Nó</b>	<b>Potência Gerada (kW)</b>	<b><i>status</i></b>
<b>1</b>	10	50,0	1
<b>2</b>	18	0,0	0
<b>3</b>	24	40,0	1
<b>4</b>	33	0,0	0

---

De acordo com o algoritmo proposto, na segunda iteração do processo de Estimação de Estados calculam-se os multiplicadores de Lagrange normalizados associados às restrições operacionais, incluindo no conjunto suspeito (**S**) as restrições referentes às GD's cujos multiplicadores de Lagrange normalizados possuem valor superior ao limiar estabelecido. O resultado dessa etapa está resumido na Tabela 5.8.

**Tabela 5.8** – Resultados Obtidos no Primeiro Estágio do Teste Geométrico de Colinearidade

Fontes de GD Com Status Errôneo	Teste de Colinearidade – 1º Estágio		
	Nós Suspeitos	$ \lambda^N $	$\cos \theta$
1 e 3	10	49,4	0,9940
	24	39,6	

Seguindo o algoritmo proposto, realiza-se a segunda etapa do teste geométrico de colinearidade, cujos resultados são apresentados na Tabela 5.9. Os resultados indicam que as fontes de GD referentes os nós 10 e 24 estão de fato errôneas, já que permanecem no conjunto suspeito ao final do processo, e, portanto, injetam potência ativa no sistema.

**Tabela 5.9** – Resultados Obtidos no Segundo Estágio do Teste Geométrico de Colinearidade

Teste de Colinearidade – 2º Estágio		
Nó Temporariamente Removido de S	$\cos \theta$	Definitivamente Removido de S?
10	0,7790	Não
24	0,6211	Não



A partir dos resultados apresentados na Tabela 5.9, desativam-se as restrições operacionais correspondentes aos nós errôneos e prossegue-se a estimação dos estados do sistema. Os valores estimados para cada nó são apresentados na Tabela 5.10 e, como pode ser visto, coincidem com os valores reais.

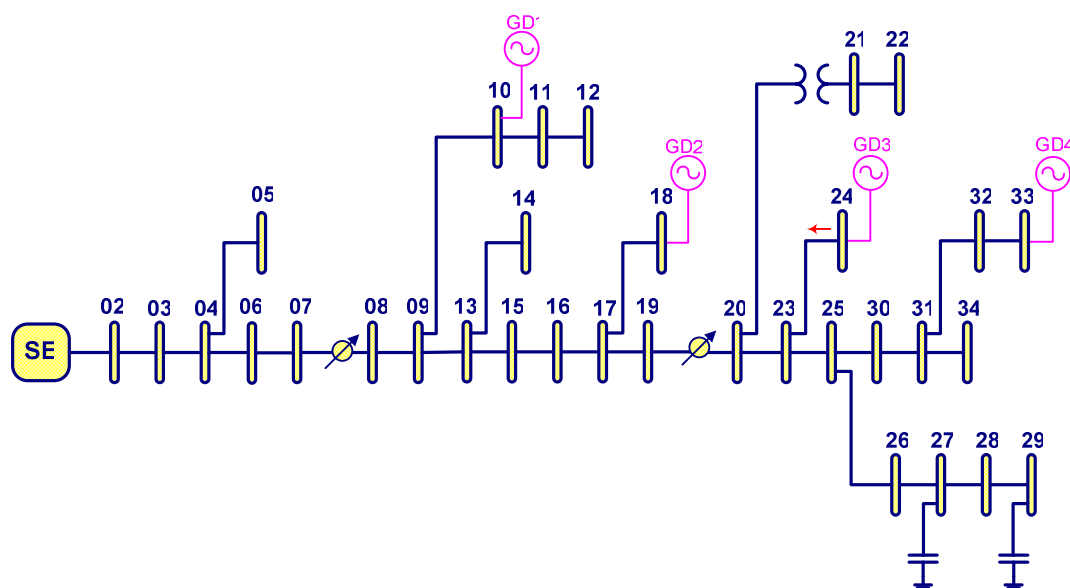
**Tabela 5.10** – Valores Estimados para as Potências Geradas nas Fontes de GD do Caso 3

---

<b>GD</b>	<b>Nó</b>	<b>Potência Estimada (kW)</b>	<b><i>status</i></b>
<b>1</b>	10	50,0	1
<b>2</b>	18	0,0	0
<b>3</b>	24	40,0	1
<b>4</b>	33	0,0	0

---

Os fluxos nos ramos do sistema em análise calculados a partir dos valores obtidos na estimação de estados indicam que a presença da fonte de GD conectada ao nó 24 inverte o sentido do fluxo entre os nós 23 e 24, conforme mostrado na Figura 5.2 (por convenção, nos ramos onde não é representado o sentido do fluxo, supõe-se que a potência flui no sentido subestação-cargas).



**Figura 5.2** – Fluxos nos Ramos do Caso 3 – Sistema 34 Nós

Estes resultados confirmam a importância da metodologia proposta, uma vez que conclusões a respeito das informações sobre os reais *status* das fontes com GD e do real sentido dos fluxos nos ramos permitem que decisões operativas corretas sejam tomadas em tempo real, aumentando assim a segurança e a confiabilidade do sistema.

#### 5.2.2.4. Caso 4: Sistema com 3 fontes ativas de GD

Na Tabela 5.11 é apresentado o perfil das fontes de GD considerado neste caso, que considera erro de modelagem de GD em 3 nós, quais sejam: Nós 10, 18 e 33.

**Tabela 5.11** – Perfil das Fontes de GD no Caso 4

---

<b>GD</b>	<b>Nó</b>	<b>Potência Gerada (kW)</b>	<b><i>status</i></b>
<b>1</b>	10	50,0	1
<b>2</b>	18	40,0	1
<b>3</b>	24	0,0	0
<b>4</b>	33	50,0	1

---

Como nos casos apresentados anteriormente, considera-se inicialmente que todas as fontes de GD estão inativas. Os resultados referentes ao primeiro estágio do teste geométrico proposto no algoritmo apresentado na Seção 4.4 são apresentados na Tabela 5.12. O valor do  $\cos \theta$  aproximadamente igual a 1,0 indica a inclusão de todas as informações errôneas no conjunto suspeito.

**Tabela 5.12** – Resultados Obtidos no Primeiro Estágio do Teste Geométrico de Colinearidade

---

<b>Fontes de GD Com <i>Status</i> Errôneo</b>	<b>Teste de Colinearidade – 1º Estágio</b>		
	<b>Nós Suspeitas</b>	<b><math> \mathcal{X}^N </math></b>	<b><math>\cos \theta</math></b>
<b>1, 2 e 4</b>	10	49,4	0,9964
	18	39,6	
	33	49,4	

---

Sabendo-se quais fontes de GD são suspeitas de estarem injetando potência no sistema, realiza-se a segunda etapa do teste geométrico de colinearidade, cujos resultados estão apresentados na Tabela 5.13. Estes confirmam que as fontes de GD 1, 2 e 4, correspondentes aos nós 10, 18 e 33, estão erroneamente modeladas e, portanto, injetam potência no sistema.

**Tabela 5.13** – Resultados Obtidos no Segundo Estágio dos Testes de colinearidade

<b>Teste de Colinearidade – 2º Estágio</b>		
<b>Nó Temporariamente Removido de S</b>	<b><math>\cos \theta</math></b>	<b>Definitivamente Removido de S?</b>
<b>10</b>	0,7853	Não
<b>18</b>	0,8672	Não
<b>33</b>	0,7853	Não

De posse desses resultados, desativam-se as restrições operacionais correspondentes os nós com *status* errôneo e estimam-se os estados do sistema. As potências injetadas por cada nó com GD são apresentadas na Tabela 5.14. Observa-se que os valores estimados coincidem com os valores reais.

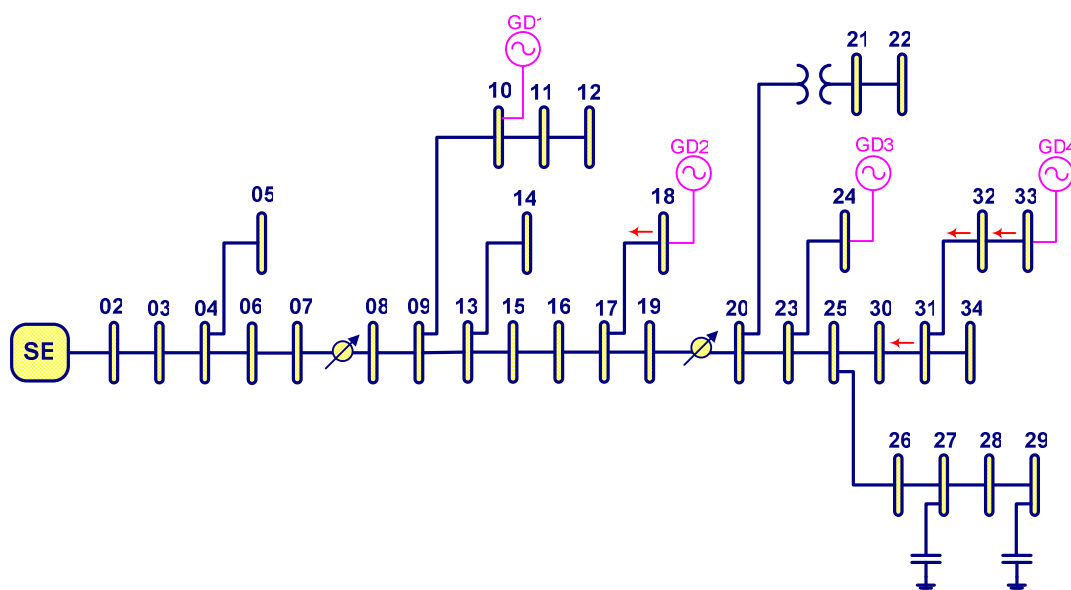
**Tabela 5.14** – Valores Estimados para as Potências Geradas nas Fontes de GD do Caso 4

---

<b>GD</b>	<b>Nó</b>	<b>Potência Estimada (kW)</b>	<b><i>status</i></b>
<b>1</b>	10	50,0	1
<b>2</b>	18	40,0	1
<b>3</b>	24	0,0	0
<b>4</b>	33	50,0	1

---

De posse dos resultados obtidos com a Estimação de Estados é possível se calcular qualquer outra variável relacionada. Calculando-se os fluxos nos ramos do sistema em estudo, verificou-se que, com a presença das fontes de GD ativas houve uma inversão do sentido dos fluxos em alguns ramos, como já ocorrido na seção anterior. Neste caso, apenas nas proximidades da GD1 (nó 10), o sentido convencional dos fluxos não foi alterado. Na Figura 5.3 podem ser visualizados fluxos que tiveram seu sentido alterado devido à injeção de GD no sistema.



**Figura 5.3** – Fluxo nos Ramos do Caso 4 – Sistema 34 Nós

#### 5.2.2.5. Caso 5: Sistema com 4 fontes ativas de GD

O perfil das fontes de GD adotado nesse caso e apresentado na Tabela 5.15 considera que todas as fontes de GD estão ativas, ou seja, injetando potência ativa no sistema.

**Tabela 5.15** – Perfil das Fontes de GD no Caso 5

---

<b>GD</b>	<b>Nó</b>	<b>Potência Gerada (kW)</b>	<b><i>status</i></b>
<b>1</b>	10	50,0	1
<b>2</b>	18	40,0	1
<b>3</b>	24	40,0	1
<b>4</b>	33	50,0	1

---

Calculados no processo de Estimação de Estados, os multiplicadores de Lagrange normalizados associados às restrições operacionais indicam que todos os nós em teste são suspeitos de estarem injetando potência no sistema, conforme demonstrado na Tabela 5.16.

**Tabela 5.16** – Resultados Obtidos no Primeiro Estágio do Teste Geométrico de Colinearidade

---

<b>Fontes de GD Com <i>Status</i> Errôneo</b>	<b>Teste de Colinearidade – 1º Estágio</b>		
	<b>Nós Suspeitos</b>	<b><math> λ^N </math></b>	<b><math>Cos θ</math></b>
<b>1, 2, 3 e 4</b>	10	49,4	0,9972
	18	39,6	
	24	39,6	
	33	49,4	

---

Sabendo-se quais fontes de GD são suspeitas de estarem injetando potência no sistema, realiza-se o segundo estágio do teste geométrico de colinearidade para se concluir sobre quais fontes estão realmente incorretamente modeladas. Com a realização desta segunda etapa, certifica-se de as fontes de GD 1, 2, 3 e 4 estão injetando potência no sistema, conforme apresentado na Tabela 5.17.

**Tabela 5.17** – Resultados Obtidos no Segundo Estágio do Teste Geométrico de Colinearidade

<b>Teste de Colinearidade – 2º Estágio</b>		
<b>Nó Temporariamente Removido de S</b>	<b><math>\cos \theta</math></b>	<b>Definitivamente Removido de S?</b>
<b>10</b>	0,8314	Não
<b>18</b>	0,8945	Não
<b>24</b>	0,8946	Não
<b>33</b>	0,8314	Não

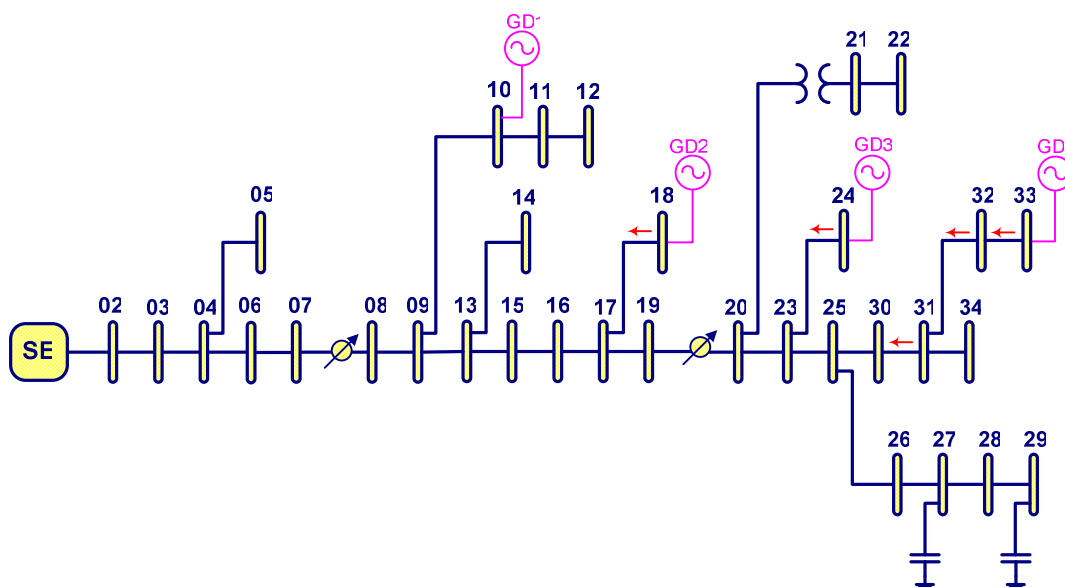
Utilizam-se os resultados obtidos na segunda etapa do Teste de Colinearidade para se definir quais restrições operacionais serão desativadas. Com isso, prossegue-se com a Estimação de Estados de forma a se concluir sobre os montantes de potência injetada no sistema pelas fontes de GD incorretamente modeladas. O resultado final da Estimação de Estados, ou seja, a potência gerada em cada gerador distribuído pode ser consultada na Tabela 5.18. Comparando-se as Tabelas 5.15 e 5.18 pode-se verificar que os valores estimados coincidem com os valores reais.



**Tabela 5.18** – Valores Estimados para as Potências Geradas nas Fontes de GD do Caso 5

GD	Nó	Potência Estimada (kW)	status
1	10	50,0	1
2	18	40,0	1
3	24	40,0	1
4	33	50,0	1

Neste caso, com exceção dos fluxos nas proximidades do nó 10, todos os fluxos nas redondezas das fontes de GD foram alterados (Figura 5.4).

**Figura 5.4** – Fluxos nos Ramos do Caso 5 – Sistema 34 Nós

#### 5.2.2.6. Análise dos Resultados

Apesar do montante de potência injetado pela fonte de GD conectada ao nó 10, em nenhum dos casos ser suficiente para alterar o sentido convencional do fluxo nas redondezas deste nó, pode-se constatar uma alteração direta no valor dos fluxos nos ramos anteriores a esse nó. Na Tabela 5.19 são apresentados os fluxos da subestação até o nó 10 em cada um dos casos analisados.

O Caso 5, onde todas as fontes de GD estão ativas, foi o que solicitou uma menor injeção de potência na subestação, já que neste caso houve maior injeção de potência por fontes de GD (180 kW).

Na análise dos fluxos nos ramos, verificou-se que as linhas de 1 a 8 sofrem influência das 4 fontes de GD, enquanto que o fluxo na linha 9 sofre influência apenas da GD1, localizada no Nó 10. Como a fonte de GD 1 está ativa nos casos de 2-5, o fluxo na linha 9 praticamente não se altera. Porém, como era de se esperar, no Caso 1, caso em que a GD1 está inativa, observa-se um carregamento elevado nesta linha.

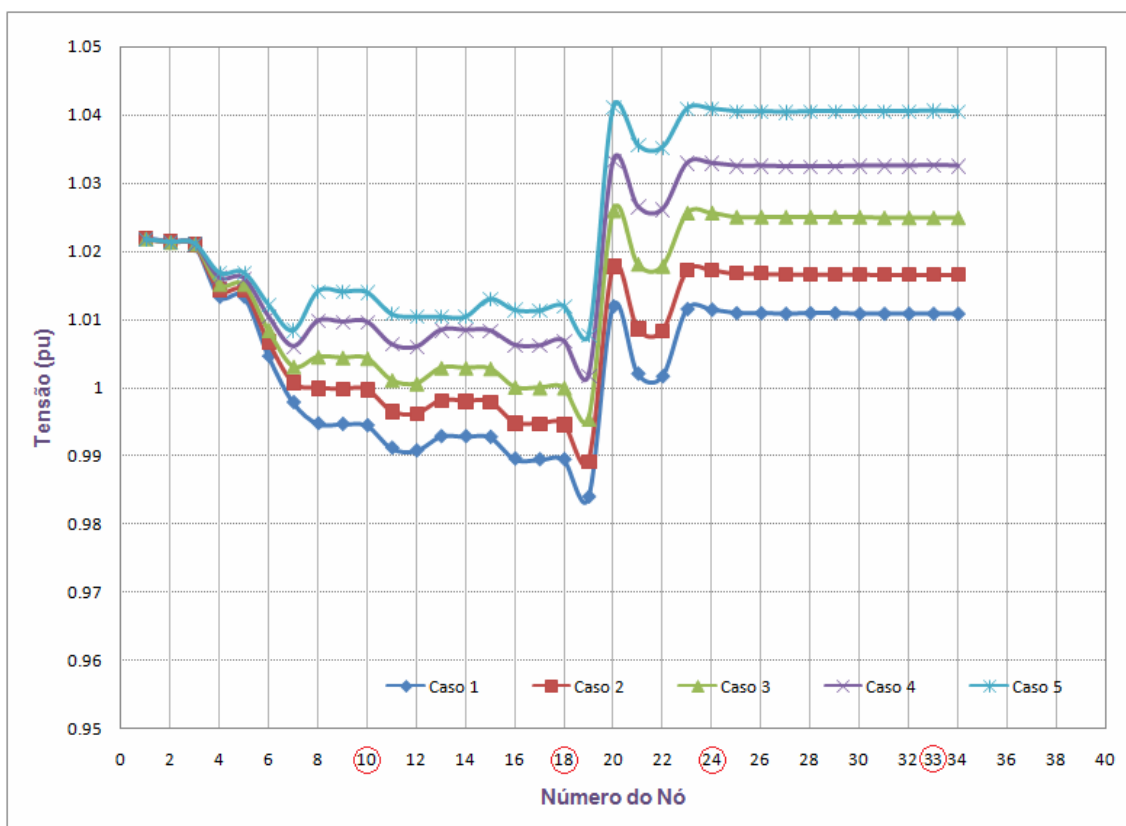
Ao se comparar os casos estudados, pôde-se verificar uma diferença considerável entre os fluxos nos ramos, de acordo com o valor total de GD injetada no sistema. Dessa forma, fica fácil se constatar que injeções de potência em nós de sistemas de distribuição, quando não devidamente monitoradas, podem afetar fortemente os fluxos no alimentador e nos seus ramais e que o desconhecimento de seus valores reais pode comprometer a segurança e a confiabilidade da operação. Vale a pena ressaltar que a inclusão de fontes de GD em alimentadores de distribuição contribui fortemente para descongestionar os ramos da rede de distribuição, sendo muitas vezes possível se prorrogar a necessidade de alterações nas configurações da rede.

**Tabela 5.19** – Fluxos nos Ramos de 1-9

Linha	Nó Inicial	Nó Final	Fluxo nos Ramos (kW)				
			Caso 1 <sup>(*)</sup>	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
<b>1</b>	1	2	419,8	366,0	321,7	268,2	225,2
<b>2</b>	2	3	415,0	361,2	316,9	263,5	220,5
<b>3</b>	3	4	410,2	356,5	312,3	258,9	215,9
<b>4</b>	4	5	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
<b>5</b>	4	6	399,3	346,3	302,5	249,6	207,0
<b>6</b>	6	7	396,0	343,8	300,6	248,3	206,0
<b>7</b>	7	8	393,4	341,8	299,1	247,2	205,3
<b>8</b>	8	9	387,3	337,1	295,4	244,7	203,4
<b>9</b>	9	10	84,5	34,5	34,6	34,6	34,7

(\*) Sem fontes ativas de GD

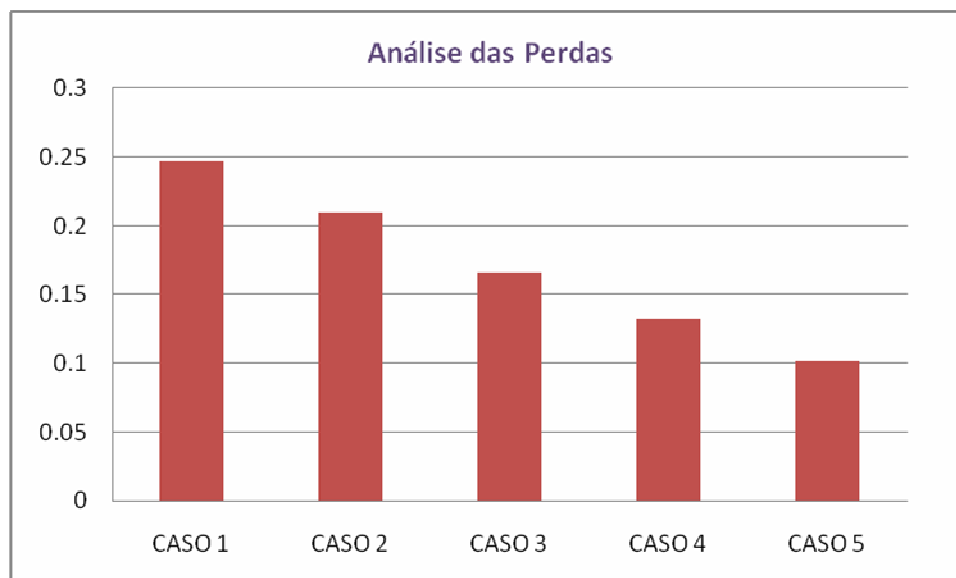
Além da análise dos fluxos no alimentador e nos seus ramos, é de considerável importância a análise do comportamento da tensão nos casos em estudo. A Figura 5.5. apresenta o perfil de tensão nos nós do sistema em estudo para cada caso simulado. Os gráficos indicam que o impacto das fontes de GD pode ser traduzido pelo aumento do perfil de tensão nos nós da rede em todos os cenários onde há fontes de GD ativa, comparando-se com o Caso 1, onde todas as fontes estão inativas. Este fato reforça a idéia de que, em sistemas de distribuição com fontes de GD, a ocorrência de sobretensões ao longo do alimentador deve merecer tanta atenção quanto a de subtensões, de forma a garantir a qualidade da energia entregue aos consumidores finais.



**Obs:** os nós circunscritos no eixo  $x$  indicam os nós onde com fontes de GD

**Figura 5.5** – Perfil de Tensão de acordo com os Casos Simulados – Sistema 34 Nós

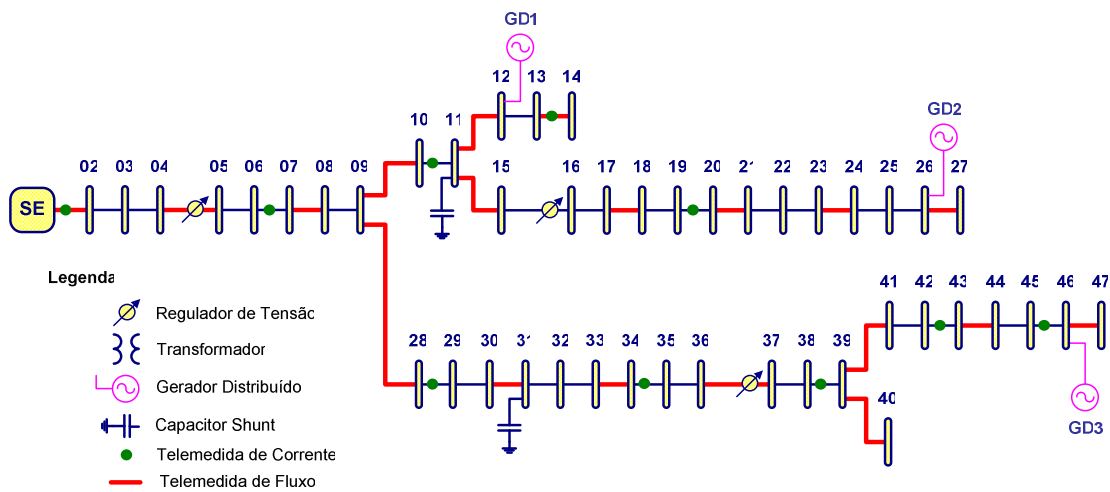
Em relação as perdas, o impacto das fontes de GD depende principalmente das características da interligação com a rede de distribuição, ou seja, da localização do ponto de interligação, do comprimento do respectivo ramal e da potência injetada na rede pela fonte de GD em cada cenário analisado. Como pode ser visto na Figura 5.6, as perdas tendem a diminuir com o aumento da injeção de GD na rede, sendo o maior nível de perda observado no Caso 1, onde todas as fontes de GD estão inativas, o que era esperado, já que a inclusão de GD reduz o carregamento dos ramos do sistema.



**Figura 5.6** – Análise das Perdas – Sistema 34 Nós

### **5.3. Sistema 47 Nós (Sistema Realístico)**

Esta seção apresenta os resultados de simulações utilizando a metodologia proposta em um alimentador real de distribuição, fornecido pela concessionária de energia CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina, cujo diagrama unifilar é apresentado na Figura 5.7. Neste sistema percebe-se que não é nítida a identificação de um alimentador principal como no caso do sistema do IEEE de 34 Nós, estudado na Seção 5.2.



**Figura 5.7** – Sistema 47 Nós – CELESC

Considerou-se para a realização das simulações que apenas 3 nós desse sistema possuem fontes de Geração Distribuída a elas conectadas: Nós 12, 26 e 46, sendo que quaisquer umas dessas fontes podem estar ativas ou inativas.

### 5.3.1. Plano de Medição do Sistema

O plano de medição do sistema é composto por medidas em tempo real e pseudomedidas. A metodologia utilizada para a inserção das medidas em tempo real obedece aos seguintes critérios:

- medida de tensão: inserida apenas na saída da subestação (nó de referência);
- medidas de fluxo ativo e reativo: inseridas aleatoriamente nos alimentadores e ramos (linhas representadas em vermelho no sistema da Figura 5.7);
- medidas de corrente: inseridas aleatoriamente nos alimentadores e ramos (círculos representados em verde nas linhas do sistema da Figura 5.7).

O plano de medição resultante, baseado na aplicação destes critérios, é apresentado na Tabela 5.20.

**Tabela 5.20** – Plano de Medição do Sistema com 47 Nós

<b>Medida</b>	<b>Localização (nós)</b>
<b>Tensão</b>	Nó 01 (SE)
<b>Fluxo Ativo e Reativo</b>	01-02; 04-05; 07-08; 09-10; 09-28; 11-12; 11-15; 13-14; 17-18; 20-23; 26-27; 30-31; 33-34; 36-37; 39-40; 39-41; 43-44; 46-47
<b>Corrente</b>	01-02; 06-07; 10-11; 13-14; 19-20; 28-29; 34-35; 38-39; 42-43; 45-46

Da mesma forma que no sistema de 34 nós, os valores de corrente foram elevados ao quadrado para resolver problemas de observabilidade e convergência (Geisler, 1984).

Considerando-se o plano de medição apresentado na Tabela 5.20, exceto as medidas de corrente, não é possível se estimar os estados do sistema, ou seja, o sistema é não-observável. Para se contornar este problema, acrescentou-se ao plano de medição pseudomedidas de injeção de potência ativa e reativa em todos os nós com exceção daqueles com GD. A inclusão de pseudomedidas ao plano de medição torna as medidas de corrente redundantes, de modo que estas últimas não influenciam a observabilidade do sistema. Devido ao elevado nível de incerteza associado as pseudomedidas, atribuiu-se a elas variâncias mais elevadas do que as das telemedidas.

### **5.3.2. Simulações Realizadas**

Para realização das simulações, a consideração inicial do estimador é de que todas as fontes de GD estão inativas, ou seja, todas as fontes com GD possuem geração nula.

Para se testar a metodologia proposta foram estudados 4 casos com perfis de GD distintos. No primeiro caso todas as fontes de GD estão desligadas, no segundo caso considera-se que apenas uma das fontes de GD está ativa, no terceiro caso duas das fontes de GD estão ativas e, no quarto e último caso, todas as fontes de GD estão ativas. Os resultados de cada caso são apresentados na sequência.

#### 5.3.2.1. Caso 1: Sistema sem fontes ativas de GD

Considerou-se neste caso que todas as fontes de GD estão inativas, como indicado na Tabela 5.21.

**Tabela 5.21** – Perfil das Fontes de GD para o Caso 1

---

<b>GD</b>	<b>Nó</b>	<b>Potência Gerada (kW)</b>	<b><i>status</i></b>
<b>1</b>	12	0,0	0
<b>2</b>	26	0,0	0
<b>3</b>	46	0,0	0

---

Como nenhum dos multiplicadores de Lagrange associados as fontes de GD apresentou valor maior do que o limiar considerado ( $\lambda_t = 3,0$ ), conclui-se que nenhuma das fontes de GD está injetando potência no sistema.

Com estes resultados, prossegue-se a estimação de estados de forma a se obter as potências injetadas no sistema pelas fontes de GD. Como era de se esperar esses valores são nulos, vide Tabela 5.22.



**Tabela 5.22** – Valores Estimados para as Potências Geradas nas Fontes de GD do Caso 1

---

<b>GD</b>	<b>Nó</b>	<b>Potência Estimada (kW)</b>	<b>Status</b>
<b>1</b>	12	0,0	0
<b>2</b>	26	0,0	0
<b>3</b>	46	0,0	0

---

### 5.3.2.2. Caso 2: Sistema com 1 fonte ativa de GD

Neste caso, diferentemente do suposto *a priori* pelo Operador, as fontes de GD têm na verdade o perfil indicado na Tabela 5.23, ou seja, o nó 26 está injetando potência no sistema.

**Tabela 5.23** – Perfil das Fontes de GD para o Caso 1

---

<b>GD</b>	<b>Nó</b>	<b>Potência Gerada (kW)</b>	<b>status</b>
<b>1</b>	12	0,0	0
<b>2</b>	26	200,0	1
<b>3</b>	46	0,0	0

Considera-se a suposição inicial de que todos os nós com GD possuem geração nula. Seguindo o algoritmo proposto na Seção 4.4, e estando estas fontes modeladas como restrições operacionais, na segunda iteração do processo de estimação de estados calculam-se os multiplicadores de Lagrange normalizados associados a estas restrições. A partir destes valores, considerando  $\lambda_t = 3,0$ , dois dos nós em análise são incluídos no conjunto de fontes suspeitas de estarem injetando potência no sistema, conforme resultados apresentados na Tabela 5.24. O valor do  $\cos \theta$ , muito próximo de 1,0, confirma a inclusão de todas as informações errôneas no conjunto suspeito.

**Tabela 5.24** – Resultados Obtidos no Primeiro Estágio do Teste Geométrico de Colinearidade

Fonte de GD Com <i>Status</i> Errôneo	Teste de Colinearidade – 1º Estágio		
	Nós Suspeitos	$ \lambda^N $	$\cos \theta$
2	12	3,37	0,9943
	26	112,7	

Como dois dos nós em análise foram incluídos no conjunto de nós suspeitos, prossegue-se com a realização da segunda etapa do Teste de Colinearidade. Os resultados apresentados na Tabela 5.25 apontam corretamente que apenas a fonte de GD 2, correspondente ao Nó 26, está injetando potência ativa no sistema.

**Tabela 5.25** – Resultados Obtidos no Segundo Estágio dos Testes de colinearidade

Teste de Colinearidade – 2º Estágio		
Nó Temporariamente Removido de S	$\cos \theta$	Definitivamente Removido de S?

<b>12</b>	0,9941	Sim
<b>26</b>	0,0298	Não

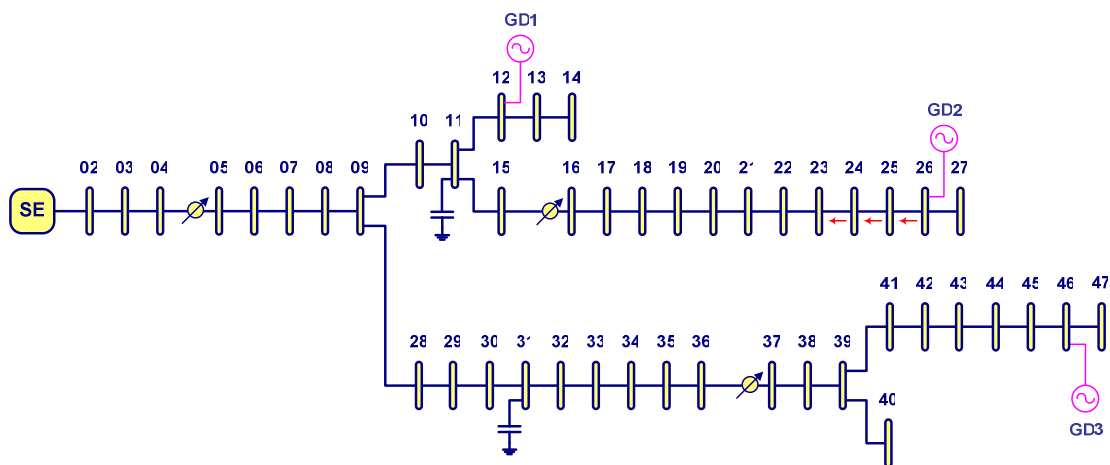
Analisando-se os resultados da segunda etapa do teste de colinearidade, constata-se que apenas a fonte de GD 2 está incorretamente modelada. De posse deste resultado, desativa-se a restrição operacional correspondente ao nó modelada incorretamente e prossegue-se com a estimação de estados do sistema. Os resultados obtidos permitem estimar as potências geradas nas fontes de GD, apresentadas na Tabela 5.26, que coincidem com os valores reais apresentados na Tabela 5.23.

**Tabela 5.26** – Valores Estimados para as Potências Geradas nas Fontes de GD do Caso 2

<b>GD</b>	<b>Nó</b>	<b>Potência Estimada (kW)</b>	<b><i>status</i></b>
<b>1</b>	12	0,0	0
<b>2</b>	18	200,0	1
<b>3</b>	46	0,0	0

Neste caso, verifica-se que além do nó com erro de modelagem de GD, Nó 26, o Nó 11 que não contem erro de modelagem, é também selecionado como suspeito pelos multiplicadores de Lagrange normalizados. Percebe-se neste exemplo a importância do Teste de Colinearidade durante o processo de estimação de estados para uma correta identificação do real perfil das fontes de GD conectadas ao sistema.

Como já foi constatado no sistema de 34 Nós, as potências injetadas pelas fontes de GD conectadas ao sistema, além de afetarem os valores dos fluxos nos arredores dos nós onde estas fontes estão conectadas, pode também alterar o sentido convencional desses fluxos. A Figura 5.8 ilustra a alteração de fluxos para esse caso.



**Figura 5.8** – Fluxo nos Ramos do Caso 2 – Sistema 47 Nós

### 5.3.2.3. Caso 3: Sistema com 2 fontes ativas de GD

Neste caso, como apresentado na Tabela 5.27, os geradores distribuídos conectados aos nós 26 e 46 estão injetando potência no sistema.

**Tabela 5.27** – Perfil das Fontes de GD para o Caso 3

GD	Nó	Potência Gerada (kW)	<i>status</i>
1	12	0,0	0
2	26	200,0	1
3	46	300,0	1

Inicia-se o processo iterativo da Estimção de Estados, interrompendo-o na segunda iteraço. Nesta etapa do processo sã calculados os multiplicadores de Lagrange normalizados associados às restrições operacionais. A partir da análise destes valores e seguindo o algoritmo proposto, verifica-se a inclusã de dois dos nós em teste no conjunto de fontes de GD's suspeitas de estarem injetando potência no sistema, de acordo com os resultados do primeiro estágio do teste de colinearidade apresentado na Tabela 5.28.

**Tabela 5.28** – Resultados Obtidos no Primeiro Estágio do Teste Geométrico de Colinearidade

Fonte(s) de GD Com <i>Status</i> Errôneo	Teste de Colinearidade – 1º Estágio		
	Nó(s) Suspeita(s)	$ \lambda^N $	$\cos \theta$
2 e 3	26	112,7	0,9229
	46	171,3	

Os resultados referentes à segunda etapa do teste de colinearidade sã apresentados na Tabela 5.29. Estes indicam que as duas fontes incluídas no conjunto suspeito estã realmente erroneamente modeladas, ou seja, estã injetando potência no sistema.

**Tabela 5.29** – Resultados Obtidos no Segundo Estágio dos Testes de colinearidade

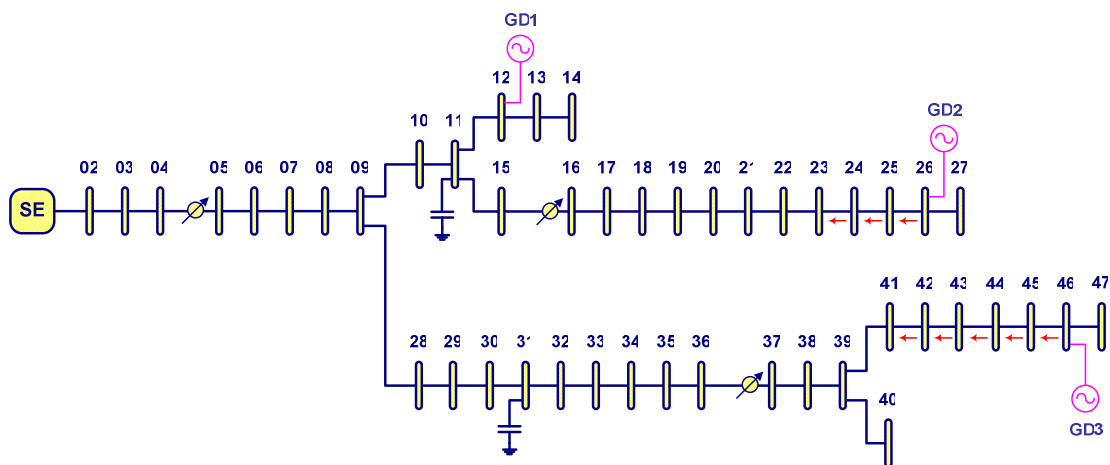
<b>Teste de Colinearidade – 2º Estágio</b>		
<b>Nó Temporariamente Removido de S</b>	<b><math>\cos \theta</math></b>	<b>Definitivamente Removido de S?</b>
<b>26</b>	0,7704	Não
<b>46</b>	0,5066	Não

Os resultados estimados dos valores gerados em cada nó com GD, obtidos na sequência do processo, são apresentados na Tabela 5.30. Pode-se verificar que os valores estimados coincidem com os valores reais.

**Tabela 5.30** Valores Estimados para as Potências Geradas nas Fontes de GD do Caso 3

<b>GD</b>	<b>Nó</b>	<b>Potência Estimada (kW)</b>	<b>status</b>
<b>1</b>	10	0,0	0
<b>2</b>	18	200,0	1
<b>3</b>	24	300,0	1

Como já ocorrido no caso 1, houve uma inversão no sentido dos fluxos nos arredores dos nós com GD, que estão ilustrados na Figura 5.9.



**Figura 5.9** – Fluxos nos Ramos do Caso 3 – Sistema 47 Nós

#### 5.3.2.4. Caso 4: Sistema com 3 fontes ativas de GD

Será considerado neste caso que todas as fontes de GD estão injetando potência no sistema (Tabela 5.31).

**Tabela 5.31** – Perfil das Fontes de GD para o Caso 4

GD	Nó	Potência Gerada (kW)	<i>status</i>
1	12	150,0	1
2	26	200,0	1
3	46	300,0	1

Conforme apresentado na Tabela 5.32, os multiplicadores de Lagrange normalizados associados as restrições operacionais correspondentes a modelagem dos nós GD apresentaram valores superiores ao limiar considerado,  $\lambda_t = 3,0$ , o que indica que todas as fontes de GD em análise são selecionadas como suspeitas de estarem erroneamente modeladas.

**Tabela 5.32** – Resultados Obtidos no Primeiro Estágio do Teste Geométrico de Colinearidade

---

Fonte(s) de GD Com <i>Status</i> Errôneo	Teste de Colinearidade – 1º Estágio		
	Nó(s) Suspeito(s)	$ \lambda^N $	$\cos \theta$
1, 2 e 3	12	54,6	0,9282
	26	113,4	
	46	171,4	

---

Com o processamento da segunda etapa do Teste de Colinearidade pode-se verificar se os nós incluídos no conjunto suspeito estão de fato erroneamente modelados. Os resultados, apresentados na Tabela 5.33, confirmam essa expectativa.



**Tabela 5.33** – Resultados Obtidos no Segundo Estágio dos Testes de colinearidade

<b>Teste de Colinearidade – 2º Estágio</b>		
<b>Nó Temporariamente Removido de S</b>	<b><math>\cos \theta</math></b>	<b>Definitivamente Removido de S?</b>
<b>11</b>	0,8984	Não
<b>26</b>	0,7859	Não
<b>46</b>	0,5472	Não

Prosseguindo-se com a estimação de estados, desativam-se as restrições operacionais correspondentes as fontes de GD incorretamente modeladas e estimam-se as potências geradas em cada nó com GD, resultados esses apresentados na Tabela 5.34.

**Tabela 5.34** – Valores Estimados para as Potências Geradas nas Fontes de GD do Caso 4

<b>GD</b>	<b>Nó</b>	<b>Potência Estimada (kW)</b>	<b>Status</b>
<b>1</b>	10	150,0	1
<b>2</b>	18	200,0	1
<b>3</b>	24	300,0	1

Analisando-se a direção dos fluxos nos ramos, observa-se uma situação semelhante à verificada no Caso 3 (figura 5.9), ou seja, há uma inversão nos fluxos nos ramos situados nos arredores dos nós 26 e 46, sendo que o fluxo no nó 12 não tem seu sentido alterado.

É válido comentar que, para a operação do sistema, não apenas o sentido dos fluxos é importante, mas também seus valores que são diretamente afetados quando nós com GD estão injetando potência no sistema.

#### **5.3.2.5. Análise dos Resultados**

Assim como já visto na análise do Sistema de 34 Nós, nem todas as fontes de GD são capazes de inverter o fluxo nos arredores do nó onde se encontram conectadas. No sistema com 47 nós, a fonte de GD conectada ao nó 12, em nenhum dos casos alterou o sentido convencional do fluxo nas suas redondezas. Mesmo assim, pode-se constatar, observando os valores dos fluxos nos ramos do sistema teste apresentados na Tabela 5.35, uma alteração direta no valor dos fluxos nos ramos anteriores a este nó.

Como era de se esperar, no Caso 3, onde todas as fontes de GD estão ativas, injetando 650 kW no sistema, é solicitada uma menor injeção de potência na subestação.

Analisando-se ainda a Tabela 5.35, verifica-se que os fluxos nos ramos de 1 a 8 sofrem influência das 3 fontes de GD, enquanto que o fluxo nos ramos 9 e 11 sofrem influência das GD's 1 e 2 e a linha 12 sofre influência apenas da fonte de GD 1, localizada no nó 12. Nos casos 1, 2 e 3, a fonte de GD 1 está inativa e os fluxos nos ramos 9, 11 e 12 praticamente não se alteram. Porém, como era de se esperar, no Caso 4, caso em que a fonte de GD 1 está ativa há uma diminuição do carregamento dessas linhas. A linha 9 sofre influência apenas da fonte de GD 3, o que fica evidente comparando-se o caso 1 e 2, ambos sem esta fonte de GD ativa.

Analisando-se a tabela 5.35 fica fácil certificar-se da influência das fontes de GD nos fluxos das linhas, além do quanto esses fluxos dependem dos valores de potência injetados pelas fontes de GD. Verifica-se também, que injeções de potência em nós de sistemas de distribuição, quando não devidamente monitoradas, podem afetar fortemente os fluxos no tronco do alimentador e nos seus ramais. Além disso, o desconhecimento dos reais valores das potências injetadas no sistema pode comprometer a segurança e a confiabilidade da operação. Vale destacar como ponto positivo, o fato da inclusão de fontes de GD em alimentadores de distribuição contribuir

fortemente para descongestionar os ramos da rede de distribuição, sendo muitas vezes capaz de prorrogar a necessidade de alterações nas configurações da rede.

**Tabela 5.35** – Fluxos nos Ramos de 1-12

Linha	Nó Inicial	Nó Final	Fluxo nos Ramos (kW)			
			Caso 1 (*)	Caso 2	Caso 3	Caso 4
<b>1</b>	1	2	2362,3	2144,2	1780,8	1623,7
<b>2</b>	2	3	2354,0	2137,3	1776,0	1619,7
<b>3</b>	3	4	2345,7	2130,4	1771,3	1615,8
<b>4</b>	4	5	2337,4	2123,6	1766,5	1611,8
<b>5</b>	4	6	2331,5	2118,7	1763,2	1609,0
<b>6</b>	6	7	2325,1	2113,4	1759,6	1606,0
<b>7</b>	7	8	2315,5	2105,5	1754,1	1601,4
<b>8</b>	8	9	2275,0	2066,9	1718,2	1566,5
<b>9</b>	9	10	1094,0	887,1	886,9	735,7
<b>10</b>	9	28	998,4	997,8	650,2	650,1
<b>11</b>	10	11	1074,8	868,7	868,6	717,9
<b>12</b>	11	12	398,8	398,8	398,7	248,3

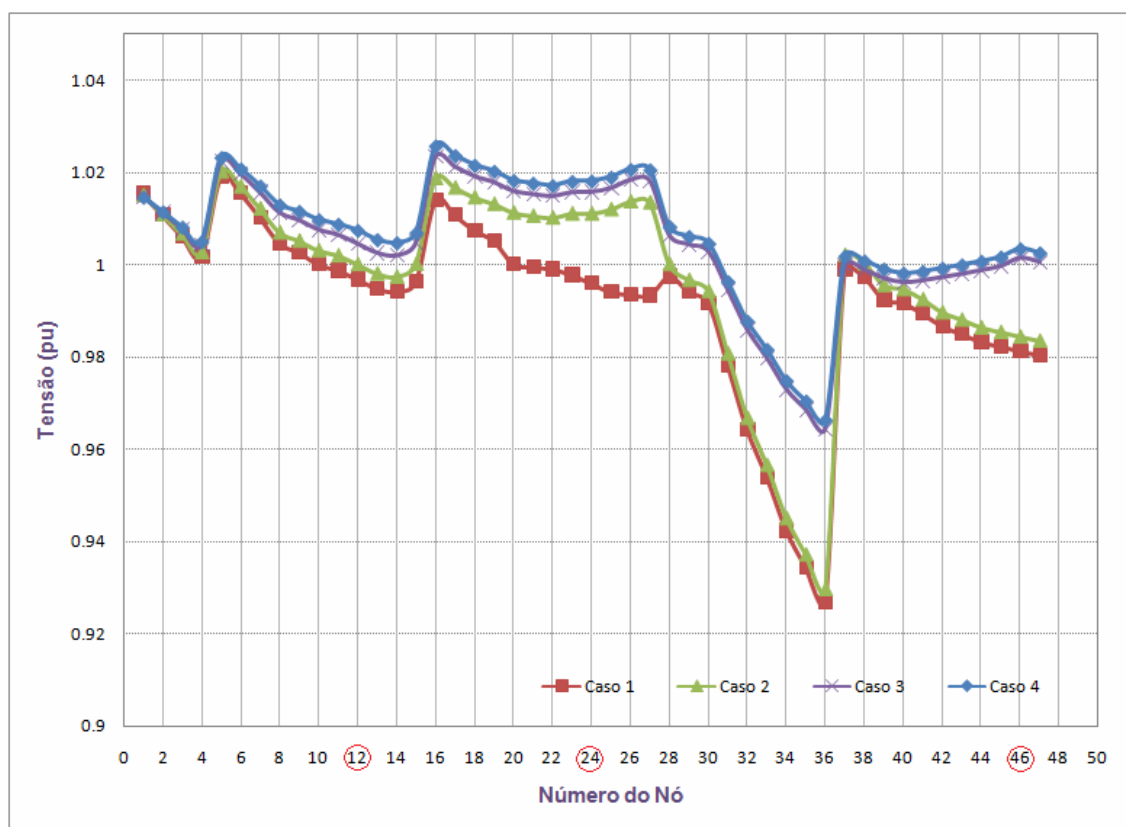
(\*) Sem fontes ativas de GD

Além da análise dos fluxos nos alimentadores principais e nos seus ramos, é de considerável importância a análise do comportamento da tensão dos casos em estudo.

Analisando-se a Figura 5.10, que apresenta o perfil de tensão dos quatro casos analisados, percebe-se que a inserção de fontes de GD no sistema pode elevar consideravelmente o perfil de tensão em alguns pontos.

Na análise da Figura 5.10, destacam-se ainda os baixos níveis de tensão nos arredores do nó 35, mais evidente nos casos 1 e 2, onde a fonte de GD 3 está desligada. Ao se ativar a GD 3, casos 3 e 4, o perfil de tensão da região é elevado para patamares aceitáveis.

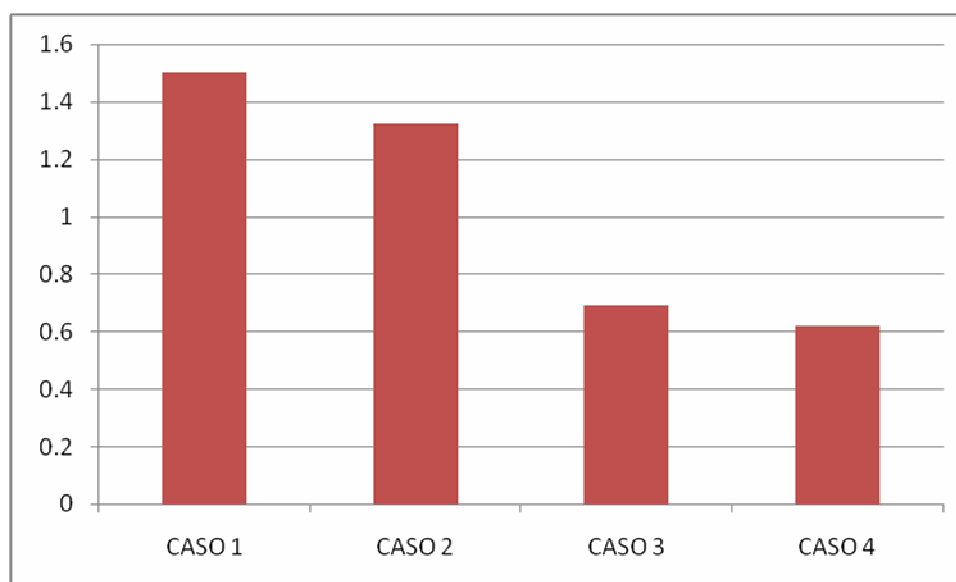
A partir desta análise, reforça-se a idéia de que, em sistemas de distribuição com fontes ativas de GD, a ocorrência de sobretensões ao longo dos alimentadores deve merecer tanta atenção quanto às ocorrências de subtensões, garantindo-se dessa forma a qualidade da energia entregue aos consumidores finais.



**Obs:** os nós circulados no eixo  $x$  indicam os nós onde com fontes de GD

**Figura 5.10** – Perfil de Tensão de acordo com os Casos Simulados – Sistema 47 Nós

Assim como já visto no estudo do Sistema de 34 Nós, as perdas do Sistema com 47 nós, ilustradas na Figura 5.11, tendem a diminuir com a conexão de fontes de GD ao sistema, sendo o maior valor de perda observado no Caso 1, onde todas as fontes de GD estão inativas.



**Figura 5.11** – Análise das Perdas – Sistema 47 Nós

## 5.4. Conclusão

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos através da aplicação do algoritmo proposto para a monitoração de fontes de geração distribuída. Para se atestar a eficiência da metodologia utiliza-se primeiramente um sistema teste do IEEE de 34 nós e em seguida um Sistema Realístico com 47 nós de uma concessionária do Sul do Brasil.

Para ambos os sistemas, verifica-se que a inserção de fontes de geração distribuída em alguns pontos do alimentador pode influenciar tanto os valores dos fluxos quanto os seus sentidos. Em decorrência da inserção de fontes de GD a potência injetada no alimentador pela subestação também é alterada. Com relação ao perfil de tensão, o impacto das fontes de geração distribuída traduz-se pelo aumento das tensões

nos nós da rede em todos os cenários de exploração. Analisando-se as perdas nos ramos, observa-se uma diminuição relacionada à alteração dos fluxos nos ramos.

Com estes resultados, fica evidente que para operar o sistema de forma segura e confiável, é importante que o Operador disponha de ferramentas que o auxiliem na obtenção do ponto de operação do sistema. Os resultados obtidos mostram que a utilização dos multiplicadores de Lagrange normalizados em conjunto com testes geométricos de colinearidade é extremamente eficaz para este fim, indo ao encontro desta necessidade.

## Capítulo 6

### Conclusões

#### 6.1. Conclusões Finais

Este trabalho apresenta uma nova abordagem para monitoração em tempo real da Geração Distribuída em sistemas de distribuição, fazendo uso da teoria da Estimação de Estados e de Testes Geométricos de Colinearidade. O método proposto possibilita a validação das hipóteses feitas sobre os *status* de múltiplas fontes de GD ativas e, além disso, fornece estimativas sobre os valores das potências geradas pelos geradores distribuídos, sem um conhecimento prévio preciso dessas informações.

Para se contornar problemas como o fato das medidas disponíveis aos estimadores de estados aplicados a sistemas de distribuição em geral não serem suficientes para tornar o sistema observável, faz-se uso de pseudomedidas de injeção de potência, possivelmente oriundas de estudos de previsão de carga, e também de informações *a priori* sobre os estados do sistema.

Ao iniciar-se o processo de estimação de estados, considera-se que o Operador do sistema de distribuição desconhece se algumas das fontes de GD conectadas ao sistema estão ativas. O procedimento proposto neste caso é que o Operador considere, por hipótese, que tais fontes de GD estão inativas. Esta hipótese se traduz na imposição de injeção de potência nula, que são matematicamente modeladas através de restrições operacionais ao problema de Estimação de Estados.

O método proposto nesta dissertação faz uso dos multiplicadores de Lagrange normalizados associados a estas restrições operacionais. De posse desses multiplicadores, podem-se determinar quais fontes de GD são suspeitas de estarem erroneamente modeladas, ou seja, estão injetando potência na rede.

A identificação dos erros de modelagem é realizada através de testes geométricos de colinearidade entre os multiplicadores de Lagrange normalizados e as colunas correspondentes da matriz de covariância desses multiplicadores. O resultado dos testes possibilita verificar, no conjunto suspeito, quais fontes de GD estão realmente erroneamente modeladas.

A próxima etapa consiste em se desativar as restrições operacionais correspondentes às fontes de GD erroneamente modeladas, mediante o uso de valores elevados para as respectivas variâncias. Este procedimento proporciona a obtenção de estimativas para os estados evitando a necessidade de se repetir o processo de estimação.

Para se atestar a eficiência da metodologia proposta utilizou-se primeiramente um sistema teste do IEEE de 34 nós e em seguida um Sistema Realístico com 47 nós de uma concessionária do Sul do Brasil.

Nos casos simulados, os erros de modelagem são detectados e as fontes de GD erroneamente modeladas selecionadas como suspeitas. Verifica-se ainda que os testes geométricos de colinearidade são capazes de identificar o correto perfil das fontes de GD, mesmo quando, em decorrência de espalhamento dos erros, uma fonte de GD corretamente modelada é incluída no conjunto suspeito.

Cabe ressaltar a importância do conhecimento de quais fontes de GD estão injetando potência no sistema, já que este fato pode influenciar tanto os valores quanto o sentido dos fluxos, além do perfil de tensão ao longo do alimentador, gerando incertezas para o Operador do sistema de distribuição.

A metodologia apresentada neste trabalho exige um esforço computacional menor do que a metodologia utilizada em (Carneiro, 2006). Isso se deve ao fato do algoritmo proposto não necessitar a avaliação de funções densidade de probabilidade e dos determinantes e expoentes associados, o que reduz substancialmente o número de operações em ponto flutuante envolvidas.



Em resumo, a utilização dos multiplicadores de Lagrange normalizados em conjunto com testes geométricos de colinearidade é capaz de fornecer bons resultados sendo assim uma ferramenta atraente para a detecção e identificação de erros de modelagem de fontes de GD.

## 6.2. Sugestões para Futuros Trabalhos

Seguem abaixo algumas sugestões de trabalhos futuros:

- A metodologia proposta utilizando testes geométricos de colinearidade não foi testada de maneira exaustiva em termos das diversas condições operativas a que pode estar sujeito um alimentador de distribuição, com isso considera-se a necessidade de testes sistemáticos de desempenho considerando vários patamares de carregamento (carga leve, média e pesada);
- O estimador de estados utilizado foi resultado da adaptação de um estimador existente, desenvolvido para aplicação em sistemas de transmissão. Desta forma, não se levou em consideração alguns aspectos peculiares de sistemas de distribuição, tais como a existência de reguladores de tensão, LTCs, etc. Sugere-se aplicar o método proposto em conexão com um estimador especificamente desenvolvido para aplicação a sistemas de distribuição;
- Estimadores de estados ortogonais, conhecidos por sua robustez numérica, compõem hoje a classe de estimadores mais utilizados em empresas concessionárias de energia e operadores de sistemas. Sugere-se a investigação da aplicação de testes geométricos de colinearidade em conexão com estimadores ortogonais. Têm-se como ponto principal a ser analisado o tratamento de restrições operacionais como pseudomedidas (Simões Costa, Lourenço, Vieira, 2005);
- O teste geométrico de colinearidade mostrou bom desempenho para o problema de monitoração de fontes de GD, discutido nesta dissertação, e também na identificação de erros de topologia (Lourenço e outros, 2005 e 2006). Considera-se que o mesmo possa ser uma boa alternativa em outras aplicações, como por exemplo, a identificação de transações bilaterais não-reveladas;

- A metodologia proposta fornece estimativas sobre a potência ativa gerada pelos geradores distribuídos. Sugere-se estender a análise para a estimativa da potência reativa gerada, nos casos em que houver interesse da distribuidora;
- Neste trabalho analisou-se a estimação da potência injetada por uma fonte de GD conectada a um determinado nó do sistema. Sugere-se estender a metodologia proposta para análise de múltiplas fontes de GD conectadas a um mesmo nó.

## Referências Bibliográficas

Ackermann, T. “Distributed Power Generation in a Deregulated Market Environment. Part 1: Electricity Market Regulations and their Impacts on Distributed Power Generation”, Relatório Técnico, Royal Institute of Technology, Department of Electric Power Engineering, Electric Power Systems, Stockholm, Sweden, May, 1999.

Ackermann, T. et al. “Distributed Generation: a Definition”. *Electrics Power Systems Research*, 57, 2001, pp. 195-204.

Ackermann, T.; Knyazkin, V. “Interaction between Distributed Generation and the Distribution Network: Operation Aspects”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 2, 2002, pp. 1357-1362.

Agudelo, A. M. “Identificação de Transações Não-Reveladas em Ambiente Desregulamentado”. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina, Fev. 2000.

Amendola, A. G.; Guimarães, C. B.; Fronterotta, S. E.. “Geração Distribuída – Um Enfoque Econômico da Viabilidade de sua Implantação”. In: X Congresso Brasileiro de Energia, Vol. 4, 2004, pp. 1957-1969.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Decreto N° 2.003, “Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências”, 10 de setembro de 1996.

Arouca, M. C.; Matz, M. “Tendências da Geração Distribuída no Brasil”. In: X Congresso Brasileiro de Energia, Vol. 4, 2004, pp. 1930-1940.

Aschmoneit, F. C.; Peterson, N. M.; Adrian, E. C. “State Estimation with Equality Constraints”. Power Industry Computer Application Conference, Columbus Ohio, 1977, pp.427-430.

Baran, M. E.; Kelley, A. W. “State Estimation for Real-Time Monitoring of Distribution Systems”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol.9, No. 3, Aug. 1994, pp. 1601-1609.

Baran, M. E.; Kelley, A. W. “State Estimation for Real-Time Monitoring of Distributed Systems”. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 9, No. 3, Aug. 1994, pp. 1601-1609.

Baran, M. E.; Kelley, A. W. “A Branch-Current-Rated Based State Estimation Method for Distribution Systems”. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 10, No. 1, Feb. 1995, pp. 483-491.

Baran, M. E.; Zhu, J.; Kelley, A. “Meter Placement for Real-Time Monitoring for Distribution Systems”. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 11, No. 1, Feb. 1996, pp. 332-337.

Bose , A.; Clements, A. K. “Real-Time Modeling of Power Networks”. Proceedings of the IEEE, 75(12), Dec. 1971, p. 1607-1622.

Brown, E. R. et al. “Siting Distributed Generation to Defer T&D Expansion”. In: Transmission and Distribution Conference and Exposition (2001 : Oct-Nov. 2001 : Atlanta, USA)”, *Proceedings*. USA, 2001, pp. 622-627.

Brown, E. R.; Freeman, L. A. A. "Analyzing the Reability Impact of Distributed Generation". In: Power Engineering Society Summer Meeting (2001: Jul. 2001: Vancouver, Canada), *Proceedings*. Canadá, 2001, pp. 1013-1018.

Carneiro, M. "Monitoração em Tempo Real da Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição". Dissertação de Mestrado – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina, Julho de 2006.

Carvalho, C. B.; Araújo, R.; Amado, T. F. "Análise dos Impactos da Conexão da Geração Distribuída na Rede de Distribuição". In: X Congresso Brasileiro de Energia, Vol. 4, 2004, pp. 1831-1836.

Clements, K. A.; Davis, P. W. "Multiple Bad Data Detectability and Identifiability: A Geometric Approach". IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. PWRD-1, No. 3, Jul. 1986, pp. 355-360.

Clements, K. A. "Bilateral Transaction Reconciliation". Relatório Interno, Worcester Polytechnic Institute, 1998.

Clements, K. A.; Simões Costa, A. "Topology Error Identification Using Normalized Lagrange Multipliers". IEEE Transaction on Power Systems, 13(2), May. 1998, pp. 347-353.

Clements, K. A.; Simões Costa, A.; Agudelo, A. M. "Bayesian Estimation to the Identification of Undisclosed Bilateral Transactions". PMAPS Conference, Madeira, Portugal, 2000.

Clements, K. A.; Simões Costa, A.; Agudelo, A. M. "Identification of Parallel Flows in Power Networks Operating Under Deregulated Enviroment". IEEE/PES Summer Meeting, Vol. 1, 2001, pp. 434 - 438.

Clements, K. A.; Simões Costa, A.; Agudelo, A. M. "Identification of Parallel Flows in Power Networks through State Estimation and Hypothesis Testing". *Electrical Power and Energy Systems*, 28, 2006, pp. 93-101.

Dugan, Roger C.; McDermott, Thomas E. "Operating Conflicts for Distributed Generation on Distribution Systems". *Rural Electric Power Conference*, USA, 2001, pp. A3/1-A3/6.

Geisler, K. I. "Ampere Magnitude Line Measurements for Power System State Estimation". *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-103, No. 8, Aug. 1984, pp. 1962-1969.

Gjelsvik, A. "The significance of the Lagrange Multipliers in WLS State estimation With Equality Constraints". *Proceedings of the 11<sup>th</sup> Power Systems Computation Conference*, 1993.

Gomes, P. et al. "Geração Distribuída: Vantagens, Problemas e Perspectivas". In: *XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (15.: Out. 1999 : Foz do Iguaçu, Paraná)*. Anais do XV SNPTEE.

Guirelli, C. R. "Estimadores de Estado para Sistemas de Potência: Uma análise do Estado da Arte". *Tese de Doutorado – Programa de Pós Graduação da Universidade de São Paulo*, 1999.

Holten, L.; Gjelsvik, A.; Wu, Feliz F.; Liu, Wen-Hsiung E. "Comparison of Different Methods for State Estimation". *IEEE Transaction on Power Systems*, 3(4), Nov. 1988, pp. 1798-1806.

Karush, W. "Minima of Functions of Several Variables with Inequalities as Side Constraints". *M.Sc. Dissertation. Dept. of Mathematics, Univ. of Chicago, Chicago, Illinois*, 1939.

Kuhn, H. W.; Tucker, A. W. "Nonlinear Programming". Proceedings of 2nd Berkeley Symposium: 481-492, Berkeley: University of California Press, 1951.

Krumpholz, G. R.; Clements, K. A.; Davis, P. W. "Power System State Estimation Residual Analysis: An Algorithm Using Network Topology". IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, (4), Nov. 1981, pp. 1779-1787.

Lemos, A. B.; Spaier, E. B. "Redução de Perdas Elétricas em Alimentadores através da Conexão de Produtores Independentes e Autoprodutores de Energia Elétrica". XVI CRICTE – Congresso Regional de Iniciação Científica e Tecnológica em Engenharia, Ijuí – RS, Agosto 2001.

Lora, E. E. S.; Haddad, J. "Geração Distribuída – Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais". Rio de Janeiro, Editora Interciência, 2006.

Lourenço, E. M.; Simões Costa, A. "Identificação de Erros Topológicos Via Multiplicadores de Lagrange Normalizados e Testes de Hipóteses". XIII Congresso Brasileiro de Automática, Florianópolis, SC, Brasil, 2000.

Lourenço, E. M. "Análise de Observabilidade e Identificação de Erros de Topologia na Estimção de Estados Generalizada". Tese de Doutorado – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina, Novembro de 2001.

Lourenço, E. M.; Clements, K. A.; Simões Costa, A. "Geometrically-Based Hypothesis Tests for Topology Error Identification". In Proc. 14<sup>th</sup> PSCC, Seville, Spain, Jun. 2002.

Lourenço, E. M.; Simões Costa, A. "Identificação de Erros de Topologia Via Multiplicadores de Lagrange Normalizados e Testes de Hipóteses". Revista Controle e Automação, Vol. 14, No. 2, Abr., Maio, Jun. 2003, pp. 166-175.

Lourenço, E. M.; Simões Costa, A.; Clements, K. A.; Cernev, R. A. “A Topology Error Identification Method Directly Based on Collinearity Tests”. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 21, No. 4, Nov. 2005.

Lourenço, E. M.; Simões Costa, A.; Clements, K. A.; Cernev, R. A.. “A Topology Error Identification Method Directly Based on Collinearity Tests”. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 21, No. 4, Nov. 2006.

Monticelli, A. “The Impact of Modeling Short Circuit Branches in State Estimation”. IEEE Transaction on Power Systems, 8(1), Jan, 1993a, pp. 364-370.

Monticelli, A. “Modeling Circuit Breakers in Weighted Least Square State Estimation”. IEEE Transaction on Power Systems, 8(3), Aug. 1993b, pp. 1143-1149.

Monticelli, A. “State Estimation in Electric Power Systems – A Generalized Approach”, Kluwer Academic Publishers, 1999.

Papoulis, A. “Probability Random Variables and Stochastic Processes”. 3a. Ed., McGraw Hill, 1991.

Pereira, Jorge; Saraiva, J. T. “An Integrated Load Allocation/State Estimation Approach for Distribution Networks” 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University, Ames, Iowa, September 12-16, 2004.

Preston, G. T.; Rastler; D. M. “Distributed Generation: Competitive Threat or Opportunity? A Strategic View of a New Infrastructure”, Public Utilities Fortnightly, Vol. 134, No. 15 pp. 13-17, 1996.

Sarić, Andrija T.; Ćirić, Rade M. “*Integrated Fuzzy State Estimation and Load Flow Analysis in Distribution Networks*”, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 18, No. 2, April 2003.



Schweppe, F. C. "Power System Static-State Estimation, Part III – Implementation". IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, 89(1), Jan. 1970, pp. 120-135.

Schweppe, F. C.; Rom, Douglas B. "Power System Static-State Estimation, Part II – Approximate Model". IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, 89(1), Jan. 1970, pp. 120-135.

Schweppe, F. C.; Wildes, J. "Power System Static-State Estimation, Part I – Exact Model". IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, 89(1), Jan. 1970, pp. 120-135.

Skzlo, A.; Soares, J.; Tolmasquim, M. T. "Economic Potential of Distributed Energy". Applied Energy, Vol. 67, No. 3, 2000.

Simões Costa, A.; Quintana, V. H. "An Orthogonal Row Processing Algorithm for Power System Sequential State Estimation". IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, (8), Aug. 1981, pp. 3791-3800.

Simões Costa, A.; Mandel, A. "A Abordagem Topológica Observabilidade de Sistemas de Potência: Teoria e Algoritmo". Revista SBA: Controle e Automação, Vol. 1, 1987, pp. 59-71.

Simões Costa, A.; Salgado, R. S.; Machado, L. J. B. "Análise de Segurança de Sistemas de Potência – Notas de Aula". Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica – UFSC, 1999.

Simões Costa, A.; Lourenço, E. M.; Vieira, F. "Topology Error Identification for Orthogonal Estimators Considering A Priori State Information". In: 15th Power Systems Computation Conference, 2005, Liege. 15th Power Systems Computation Conference, 2005, Vol. 1, pp. 1-6.

Swerling, P. “Modern State Estimation Methods from the Viewpoint of the Method of Least Squares”. IEEE PES Summer Meeting, Julho 1975.

Tavares, Temóstenes. N. “Avaliação do Impacto causado na Proteção pela Interligação de Produtores Independentes no Sistema de Distribuição de Energia”. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina, dezembro de 2003.

Turkson, J.; Wohlgemuth, N. “Power Sector Reform and Distributed Generation in Sub-Saharan Africa”. Energy Policy 29, 2001, pp. 135-145.

Vempati, N.; Slutsker, I. W.; Tinney, W. F. “Enhancements to Givens Rotations for Power System State Estimation”. IEEE Transactions on Power Systems, 1991, 6(2) pp. 842– 849.

Wachsmann, U.; Tolmasquin, M. T. “Windpower in Brazil: A Transition Using the German Experience”. Apresentado no Rio-02 World Climate and Energy Conference, Rio de Janeiro, Jan. 2002.

Wright, J. A.; Formby, J. R. “Overcoming Barriers to Scheduling Embedded Generation to Support Distribution Networks” New and Renewable Energy Programme, 2000.

# **APÊNDICE A**

## **Dados dos Sistemas Teste**

### **A.1 Sistema IEEE 34 Nós**

A Tabela A.1 apresenta informações correspondentes às linhas do sistema teste do IEEE de 34 nós utilizado nas simulações.

**Tabela A.1** – Dados das Linhas do Sistema Teste de 34 Nós

<b>DADOS DAS LINHAS DE TRANSMISSAO</b>			
<b>Do NÓ</b>	<b>Para o NÓ</b>	<b>R (%) (0,1MVA)</b>	<b>X (%) (0,1MVA)</b>
1	2	0.013	0.006
2	3	0.009	0.004
3	4	0.166	0.075
4	5	0.045	0.013
4	6	0.194	0.087
6	7	0.153	0.069
7	8	0.000	0.000
8	9	0.002	0.001
9	10	0.013	0.004
9	13	0.053	0.024
10	11	0.375	0.107
11	12	0.107	0.031
13	14	0.024	0.007
13	15	0.004	0.002
15	16	0.106	0.048
16	17	0.003	0.001
17	18	0.182	0.052
17	19	0.190	0.087
19	20	0.000	0.000
20	21	0.380	0.816
20	23	0.025	0.012
21	22	0.036	0.025
23	24	0.013	0.004
23	25	0.030	0.014
25	26	0.001	0.001
25	30	0.010	0.005
26	27	0.007	0.003
27	28	0.019	0.009
28	29	0.003	0.001
30	31	0.014	0.006
31	32	0.001	0.001
31	34	0.004	0.002
32	33	0.025	0.011

Na Tabela A.2 são apresentadas informações a respeito das cargas nos nós do sistema.

**Tabela A.2** – Dados das Cargas nos nós do Sistema Teste de 34 Nós

---

NÓ	P (kW)	Q (kVAR)
1	0.00	0.00
2	4.58	2.42
3	4.58	2.42
4	4.00	2.00
5	4.00	2.00
6	0.00	0.00
7	0.00	0.00
8	0.00	0.00
9	0.42	0.17
10	8.50	4.25
11	42.25	21.75
12	33.75	17.50
13	10.75	5.33
14	10.00	5.00
15	0.92	0.42
16	8.08	3.58
17	1.00	0.50
18	1.00	0.50
19	0.00	0.00
20	1.25	0.58
21	0.00	0.00
22	75.00	37.50
23	9.42	4.92
24	8.00	4.25
25	12.33	6.17
26	0.75	0.42
27	75.75	54.83
28	5.67	2.83
29	11.92	8.92
30	29.00	17.67
31	10.17	5.25
32	7.00	3.50
33	7.00	3.50
34	7.83	5.17

---

Na Tabela A.3 são apresentados os valores dos capacitores shunt.

**Tabela A.3** – Dados dos Capacitores Shunts Conectados aos Nós

---

<b>NÓ</b>	<b>Fase A</b>	<b>Fase B</b>	<b>Fase C</b>
<b>27</b>	50.00	50.00	50.00
<b>29</b>	75.00	75.00	75.00

---

Na Tabela A.4 são apresentados os dados do transformador conectado ao sistema.

**Tabela A.4** – Dados do Transformador

---

<b>LOCALIZAÇÃO</b>		<b>R (%)</b>	<b>X (%)</b>
<b>Do NÓ</b>	<b>Para o NÓ</b>	<b>(0,1MVA)</b>	<b>(0,1MVA)</b>
20	21	0,38	0,816

---

## A.2 Sistema 47 Nós

A Tabela A.5 apresenta informações correspondentes ao alimentador real com 47 nós da concessionária de distribuição local utilizado nas simulações.

**Tabela A.5 – Dados das Linhas do Sistema com 47 Nós**

DADOS DAS LINHAS DE TRANSMISSAO			
Do NÓ	Para o NÓ	R (%)	X (%)
		(0,1MVA)	(0,1MVA)
1	2	0.015	0.031
2	3	0.015	0.032
3	4	0.015	0.030
4	5	0.011	0.023
5	6	0.012	0.025
6	7	0.018	0.037
7	8	0.020	0.041
8	9	0.007	0.015
9	10	0.021	0.019
9	28	0.052	0.046
10	11	0.010	0.015
11	12	0.038	0.033
11	15	0.035	0.030
12	13	0.044	0.039
13	14	0.049	0.043
15	16	0.038	0.033
16	17	0.051	0.044
17	18	0.059	0.052
18	19	0.050	0.044
19	20	0.150	0.042
20	21	0.110	0.031
20	23	0.111	0.031
21	22	0.115	0.033
23	24	0.091	0.026
24	25	0.135	0.038
25	26	0.118	0.033
26	27	0.148	0.042
28	29	0.036	0.031
29	30	0.026	0.023
30	31	0.145	0.041

31	32	0.154	0.044
32	33	0.115	0.033
33	34	0.137	0.039
34	35	0.100	0.028
35	36	0.096	0.027
36	37	0.120	0.034
37	38	0.026	0.007
38	39	0.098	0.028
39	40	0.129	0.036
39	41	0.085	0.024
41	42	0.115	0.032
42	43	0.076	0.021
43	44	0.083	0.023
44	45	0.063	0.018
45	46	0.094	0.027
46	47	0.110	0.031

Na Tabela A.6 são apresentadas informações a respeito das cargas nos nós do sistema.

**Tabela A.6** – Dados das Cargas nos nós do Sistema com 47 Nós

NÓ	P (kW)	Q (kVAR)
1	0.00	0.00
2	0.00	0.00
3	0.00	0.00
4	0.00	0.00
5	0.00	0.00
6	0.00	0.00
7	0.00	0.00
8	44.78	12.75
9	268.50	76.43
10	24.83	7.05
11	142.80	40.65
12	56.55	16.13
13	369.98	105.38
14	169.65	48.30
15	37.73	10.73



16	70.73	20.10
17	77.78	22.13
18	108.38	30.90
19	101.33	28.88
20	67.58	19.20
21	36.15	10.28
22	51.08	14.55
23	40.88	11.63
24	72.30	20.55
25	124.13	35.33
26	49.50	14.10
27	18.83	5.40
28	69.90	19.88
29	10.20	2.93
30	4.73	1.35
31	143.93	40.95
32	29.85	8.48
33	54.98	15.68
34	64.43	18.38
35	16.50	4.73
36	24.38	6.90
37	23.55	6.68
38	272.10	77.48
39	82.50	23.48
40	90.30	25.73
41	171.23	48.75
42	29.10	8.25
43	21.23	6.08
44	52.95	15.08
45	73.50	20.93
46	39.30	11.18
47	109.50	31.20

---

Na Tabela A.7 são apresentados os valores dos capacitores shunt.

**Tabela A.7** – Dados dos Capacitores Shunts Conectados aos Nós

---

NÓ	Fase A	Fase B	Fase C
11	226,6	226,6	226,6
31	203,7	203,7	203,7

---